



# सरकारी गजट, उत्तर प्रदेश

उत्तर प्रदेशीय सरकार द्वारा प्रकाशित

## असाधारण

लखनऊ, बुधवार, 9 अप्रैल, 2025

चैत्र 19, 1947 शक सम्वत्

### उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग

अधिसूचना संख्या 30प्र0वि0नि0आ0/सचिव/उत्पादन/विनियमावली, 2025-010

लखनऊ, 9 अप्रैल, 2025

#### अधिसूचना

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 181 के साथ पठित धारा 81 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त समर्थकारी समस्त अन्य शक्तियों का प्रयोग करके उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग निम्नलिखित विनियमावली बनाता है, अर्थात: :-

#### अध्याय-1

##### सामान्य

##### 1-संक्षिप्त नाम, विस्तार, प्रयोज्यता एवं प्रारंभ-

(1) यह विनियमावली उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन प्रशुल्क के निबन्धन और शर्तों) विनियमावली, 2024 कही जायेगी।

(2) यह विनियमावली 01.04.2024 से 31.3.2029 तक प्रवृत्त होगी।

(3) इस विनियमावली में प्रयुक्त किंतु अपरिभाषित शब्दों और पदों के वही अर्थ होंगे जो कि इस अधिनियम के अधीन उन्हें दिए गए हैं।

(4) यह विनियमावली अंग्रेजी में बनाई गई है और हिन्दी में उसका अनुवाद किया गया है, किसी शंका की स्थिति में, अंग्रेजी प्रति अधिमावी होगी।

(5) दिनांक 11.09.2019 को अधिसूचित उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन प्रशुल्क के निर्धारण के निबन्धन और शर्तों) विनियमावली, 2019 उसके सभी संशोधनों के साथ जो इस विनियमावली पर लागू रहे, एतद्द्वारा अतिक्रमित की जाती है।

(6) यह विनियमावली किसी उत्पादन कंपनी या उसकी किसी इकाई, जहाँ विद्युत अधिनियम की धारा 82 संपठित धारा 88 के अन्तर्गत आयोग को यह सूची निर्धारित करनी हो, के सभी मामलों में लागू होगी।

(7) यह विनियमावली प्रशुल्क निर्धारित करने हेतु निम्नलिखित मामलों में लागू नहीं होगी :-

(क) केंद्रीय सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देश एवं आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 83 के अंतर्गत अंगीकृत, विद्युत गृहों जिनके प्रशुल्क प्रतिस्पर्धात्मक बोली द्वारा अन्वेषित किये गये हों;

(ख) ऊर्जा के नवीनीकृत स्रोतों पर आधारित विद्युत गृह, जिनकी दरें उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वशवर्ती एवं नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र) अधिनियम, 2024 की अधिसूचना जारी होने पर और समय-समय पर संशोधित या किसी भी परवर्ती अधिनियम के तहत।

(8) उत्पादन कंपनी दिनांक 1 अप्रैल 2024 या उसके पश्चात अनुमोदित एवं कार्यदिष्ट विद्युत गृहों के लिए स्वच्छ विकास क्रियाविधि अपना सकती है एवं अनुमोदित स्वच्छ विकास क्रियाविधि परियोजना से कार्बन जमा (कार्बन क्रेडिट) की आय को निम्नलिखित रीति से बांटा जायेगा, अर्थात्:-

(क) विद्युत गृह के व्यावसायिक परिचालन के दिनांक के बाद के प्रथम वर्ष में स्वच्छ विकास क्रियाविधि से सकल प्राप्ति का 100 प्रतिशत अंश परियोजना विकासकर्ता द्वारा अपने पास रखा जायेगा;

(ख) दूसरे वर्ष में लाभार्थियों का अंश 10 प्रतिशत होगा जो 50 प्रतिशत होने तक प्रत्येक वर्ष उत्तरोत्तर 10 प्रतिशत की दर से बढ़ाया जायेगा। इसके पश्चात प्राप्तियों को बराबर अनुपात में, उत्पादन कंपनियों एवं लाभार्थियों के मध्य बांट लिया जायेगा।

(9) इन विनियमावली के प्रावधानों एवं उत्पादन कंपनी तथा वितरण अनुज्ञापिधारी/ लाभार्थी(गण) के मध्य हस्ताक्षरित किसी विद्युत क्रय अनुबंध में किसी असहमति की दशा में, इस विनियमावली के प्रावधान लागू होंगे।

(10) उन परियोजनाओं पर जिनका प्रशुल्क आयोग द्वारा निर्धारित किया गया है, विनियमावली के विनियम-40 के अनुसार 'उपलब्धता आधारित प्रशुल्क' लागू किया जायेगा।

(11) विद्युत गृहों के लिए परिभाषित प्रत्येक उत्पादन इकाई के लिए विद्युत अधिनियम की धारा 61 (सी) संपठित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के परिशिष्ट, राष्ट्रीय विद्युत नीति एवं उत्तर प्रदेश शासन की ऊर्जा नीति, 2009, समय-समय पर संशोधित अनुसार, वार्षिक ऊर्जा लेखा परीक्षा अनिवार्य होगी। ऊर्जा लेखा परीक्षा के परिणाम ऊर्जा संरक्षण (ऊर्जा उपभोग एवं प्रत्यापित ऊर्जा सम्पत्तिक की संस्तुतियों पर कार्यवाही की सूचना के लिये प्रारूप, पद्धति एवं समय) नियमावली, 2008 द्वारा निर्धारित पद्धति के अन्तर्गत घोषित किये जाएंगे।

(12) उत्पादन कंपनी अधिनियम की धारा 10(3) (क) के अनुसार निष्पादन रिपोर्ट इस अधिनियम के परिशिष्ट-1 में दिये गये प्रारूप के अनुसार समयानुकूल आयोग को प्रस्तुत करेगी।

(13) उत्पादन केन्द्र, अधिनियम की धारा 10(3)(ख) के अन्तर्गत, इसके द्वारा उत्पादित विद्युत को ग्रिड संहिता के प्रावधानों के अनुसार पारेषण हेतु राज्य पारेषण जन उपयोगी सेवाप्रदाता से समन्वय करेगा।

(14) उत्पादन संयंत्र/कंपनी अधिनियम नियमावली, संहिताओं, विनियमावली, आदेशों और समुचित प्राधिकरण/आयोग के निदेशों जो उत्पादन और विद्युत के निष्क्रमण के संबंध में समय-समय पर जारी किये जाएं, का पालन करने के लिए बाध्य होगी।

## 2-परिभाषाएं

(1) जब तक संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो, इस अध्याय के प्रयोजन के लिए समय-समय पर यथा संशोधित अधिनियम का तात्पर्य विद्युत अधिनियम, 2003 तथा उत्तर प्रदेश विद्युत सुधार अधिनियम, 1999, जहाँ तक विद्युत अधिनियम, 2003 से असंगत न हो, से है।

(2) 'अतिरिक्त पूंजी' का तात्पर्य परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन के दिनांक के पश्चात किया गया व्यय या होने वाले व्यय से है और जो विवेकपूर्ण जाँच के बाद इस विनियमावली के उपबंधों के अनुसार आयोग द्वारा मान्य हो;

(3) 'स्वीकृत पूंजी लागत' का तात्पर्य उस लागत से है जो विवेकपूर्ण जाँच के बाद, इस विनियमावली के अनुबंधों के अनुसार, आयोग द्वारा प्रशुल्क के माध्यम से शोधन के लिये मान्य है।

(4) 'संपरीक्षक' का तात्पर्य, समय-समय पर यथा संशोधित कंपनी अधिनियम, 1956 (अधिनियम संख्या 1 सन् 1956) की धारा 224, 233 (ख) और 619 या कंपनी अधिनियम, 2013 (अधिनियम संख्या 18 सन् 2013) के अध्याय दस या कोई अन्य नियम जो उस समय लागू हो, के उपबंधों के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त संपरीक्षक से है;

(5) 'प्राधिकरण' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण से है;

(6) 'सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'ए.यू.एक्स' का तात्पर्य किसी उत्पादन-गृह के मामले में अवधि के संबंध में उत्पादन गृह के सहायक उपकरणों द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की प्रमात्रा से है, जैसे कि परिचालन संयंत्र के प्रयोजन के लिए प्रयोग किए जा रहे उपकरण, अपजल, तृतीयक उपचार संयंत्र, शोधन संयंत्र, कोयला प्रबंधन संयंत्र और उत्पादन गृह के स्विचगार्ड तथा मशीनरी के प्रयोग और उत्पादन-गृह के अंदर ट्रांसफार्मर हानियां, जो उत्पादन गृह की सभी इकाइयों के उत्पादन टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की मात्रा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त है;

परंतु यह कि सहायक ऊर्जा उपभोग में आवास कॉलोनी को विद्युत की आपूर्ति और उत्पादन-गृह में अन्य सुविधाओं में उपभोग की गई ऊर्जा और उत्पादन-गृह में निर्माण कार्यों में उपभोग की गई विद्युत सम्मिलित नहीं की जाएगी;

परंतु यह भी कि संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु सहायक ऊर्जा खपत पर अलग से विचार किया जाएगा।

(7) 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली' हेतु सहायक ऊर्जा खपत (AUXe): कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संदर्भ में, इसका तात्पर्य उस ऊर्जा की प्रमात्रा से है जो कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के सहायक उपकरण द्वारा इस विनियम के खंड (8) के तहत सहायक ऊर्जा खपत के अतिरिक्त खपत की जाती है।

(8) 'उपलब्धता' का अर्थ किसी अवधि के दौरान तापीय उत्पादन स्टेशन के संदर्भ में, उस अवधि के सभी दिनों के लिए दैनिक औसत घोषित क्षमताओं (DC) के औसत को उत्पादन स्टेशन की अनुबंधित क्षमता (CC) के प्रतिशत के रूप में व्यक्त करना है, जिसकी मेगावाट में सामान्यीकृत सहायक खपत और इन विनियमों के अनुसार उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सहायक ऊर्जा खपत को घटाकर गणना की जाएगी और इसकी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

$$N$$

$$\text{उपलब्धता (\%)} = 10000 \times \sum DC_i / \{N \times CC \times (100 - AUXn - AUXe)\} \%$$

$$i = 1$$

जहाँ,

संविदाकृत क्षमता = उत्पादन-गृह में संविदाकृत क्षमता

औसत घोषित क्षमता (विशिष्ट दिन के लिए) = उस अवधि के विशिष्ट दिन के लिए औसत घोषित क्षमता (मेगा वाट में)

संख्या = उस अवधि के दौरान दिनों की संख्या, एवं

AUXn = सकल उत्पादन का प्रतिशत के रूप में सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत

AUXe = सकल उत्पादन का प्रतिशत के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत

(9) 'बैंक दर' का तात्पर्य समय-समय पर जारी भारतीय स्टेट बैंक द्वारा उधार देने की दर का एक वर्ष की सीमान्त लागत (एमसीएलआर) से है, या यथा समय लागू उसके प्रतिस्थापन से है, जिसमें 350 बेसिस अंक को जोड़ा जाएगा;

(10) 'लाभार्थी' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 88 की उपधारा 1 के खंड (क) और (ख) के अधीन आच्छादित उत्पादन-गृह के संबंध में ऐसे वितरण लाइसेंसधारी से है जो ऐसे उत्पादन-गृह से उत्पादित विद्युत का क्रय कर रहा है और यह विद्युत क्रय अनुबंध के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से या व्यापारी अनुज्ञापिधारी के माध्यम से प्रत्यक्ष रूप से नियत प्रभारों का भुगतान करके ग्रिड संहिता के अनुसार समय-सारिणी के अनुरूप करता है;

परंतु यह कि जहाँ वितरण अनुज्ञापिधारी किसी व्यापारी अनुज्ञापिधारी से विद्युत प्राप्त कर रहा है तो इस व्यवस्था में विद्युत क्रय अनुबंध और विद्युत विक्रय अनुबंध दोनों ही माध्यम से सुरक्षित होनी चाहिए।

(11) 'पूंजी लागत' का अर्थ उन विनियमों के तहत निर्धारित पूंजी लागत से है जो उत्पादन स्टेशन से संबंधित हैं।

(12) 'विधि में परिवर्तन' का तात्पर्य निम्नलिखित स्थितियों में से किसी भी एक के घटित होने से है :-

(क) किसी नई भारतीय विधि या अधिनियम का प्रभावी होना या उसका प्रख्यापन;

(ख) किसी विद्यमान भारतीय विधि का अपनाया जाना, उसमें संशोधन उसका उपान्तरण, उसका निरासन या पुनः अधिनियमितिकरण,

(ग) सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारत सरकार अभिकरण द्वारा किसी भारतीय विधि के निर्वचन या लागू करने में परिवर्तन, जो ऐसे निर्वचन या लागू करने के लिए अंतिम प्राधिकारी है;

(घ) किसी भी शर्त या किसी सहमति की प्रसविदा या अनापत्तियाँ या अनुमोदन में या परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त लाईसेंस किसी सक्षम सांख्यिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन;

(ङ) भारत सरकार और किसी अन्य संप्रभुता संपन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय अनुबंध संधि का लागू होना या उसमें परिवर्तन होना जिसका इस विनियमावली के अधीन विनियमित किए गए उत्पादन-गृह के साथ निहितार्थ हो;

(13) 'आयोग' का तात्पर्य अधिनियम की धारा 82 के अनुसार उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग से है;

(14) 'प्रतिस्पर्धात्मक बोली लगाने' का तात्पर्य उपकरणों, सेवाओं और कार्यों के अर्जन करने की पारदर्शी प्रक्रिया है जिसमें बोली लगाने वाले को खुले विज्ञापनों से परियोजना विकासकर्ता द्वारा आमंत्रित किया जाता है जिसमें परियोजना के लिए अपेक्षित उपकरण, सेवाओं और कार्यों का क्षेत्र और विशिष्टता और प्रस्तावित संविदा के निबंधन और शर्त और मानक जिससे बोलियों का मूल्यांकन किया जाएगा और जिसमें घरेलू प्रतिस्पर्धात्मक बोली और अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली सम्मिलित होगी;

(15) 'संविदाकृत क्षमता' या 'सी.सी.' का तात्पर्य विद्युत क्रय अनुबंध में यथा-व्यवस्थित विक्रेता एवं अर्जनकर्ता के मध्य संविदाकृत (मिलियन वाट में) विद्युत की क्षमता से है;

(16) 'निर्दिष्ट तिथि' का तात्पर्य परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की वास्तविक तिथि या आयोग द्वारा अनुमोदित परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से छत्तीस महीने के बाद कैलेंडर माह के अंतिम दिन से है, जो भी पहले हो;

(17) 'वाणिज्यिक परिचालन की तिथि' या 'सीओडी', का तापीय उत्पादन स्टेशन या जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के संदर्भ में, वही अर्थ होगा जैसाकि ग्रिड संहिता में परिभाषित है;

(18) 'परिचालन तिथि' या 'ODE' उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संदर्भ में इसका अर्थ है सभी लागू तकनीकी और पर्यावरण मानकों (MOEF & CC) को पूरा करने के बाद उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का उपयोग में लाया जाना, जिसकी पुष्टि और अपेक्षित प्रमाणीकरण (ओ), के माध्यम से और प्रमाणित प्रबंधन प्रमाणपत्र के माध्यम से की गई हो और जिस पर उत्पादन कंपनी के निदेशक स्तर से नीचे के नहीं अधिकृत व्यक्ति द्वारा विधिवत हस्ताक्षर किए गए हों;

(19) 'दिन' का तात्पर्य 00:00 घंटे से प्रारंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि वाले एक कैलेंडर दिन से है;

(20) 'पूँजीकरण का हटाना' का इस विनियमावली के अधीन प्रशुल्क के प्रयोजन के लिए तात्पर्य परियोजना की सकल नियत परिसंपत्ति में कमी से है जिसे परिसंपत्तियों के अंतःइकाई अंतरण या सेवा से निकाली गई परिसंपत्तियों के रूप में आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो;

(21) 'निष्क्रियकरण' का अर्थ है किसी उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई को सेवा से हटाना, जहाँ इसे केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य अधिकृत एजेंसी द्वारा, स्वप्रेरणा से या परियोजना विकासकर्ता, लाभार्थियों या दोनों द्वारा किए गए आवेदन पर प्रमाणित किया गया हो कि परिसंपत्तियों के तकनीकी अप्रचलन, अलाभकारी संचालन, पर्यावरणीय चिंताओं, सुरक्षा संबंधी मुद्दों या इन कारकों के संयोजन के कारण परियोजना का संचालन संभव नहीं है;

(22) 'घोषित क्षमता' या 'डीसी' का तात्पर्य यथास्थिति ईंधन या जल की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए, जैसा भी मामला हो, ग्रिड संहिता के अनुसार संपूर्ण दिन या दिन के किसी भाग के संबंध में ऐसे उत्पादन-गृह द्वारा मेगावॉट में घोषित एक्स-बस विद्युत प्रेषण के लिए उत्पादन-गृह की क्षमता से है;

(23) 'डिजाइन ऊर्जा' का अर्थ उस ऊर्जा की प्रमात्रा से है जो 90% विश्वसनीय वर्ष में जल विद्युत उत्पादन स्टेशन की 95% स्थापित क्षमता के साथ उत्पन्न की जा सकती है;

(24) 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली' का अर्थ कोयला या लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई में संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक उपकरणों या यंत्रों के सेट से है।

(25) विद्यमान परिचयना का तात्पर्य दिनांक 01.04.2024 के पूर्व की तिथि से वाणिज्यिक परिचालन के अंतर्गत घोषित परियोजना से है।

(26) विस्तार परियोजना का अर्थ किसी विद्यमान उत्पादन स्टेशन में यूपीईआरसी (प्रभुत्व निर्धारण की प्रक्रिया) विनियम 2023 में समय-समय पर किए गए संशोधनों के अनुसार नई क्षमता जोड़ने से है;

(27) व्यय उत्पाद का तात्पर्य उपयोगी परिसंपत्ति के निर्माण या अर्जन के लिए निधि से है। यह वह अंश पूँजी या ऋण या दोनों के रूप में हो, जिस वास्तव में नकदी या नकदी के समतुल्य के रूप में लगाया और भुगतान किया गया हो और इसमें प्रतिक्रिया या देयता सम्मिलित नहीं है जिसके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है।

(28) विस्तारित उत्पाद का तात्पर्य उपयोगी अवधि के पश्चात उत्पादन-गृह या उसकी इकाई को अवधि से है जिसे आयात द्वारा मामले के अन्तर्गत पर निर्धारित किया जाए।

(29) इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए 'अप्रत्याशित घटना' का तात्पर्य दुर्घटना या परिस्थिति या दुर्घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन है जिसमें नीचे दिए हुए सम्मिलित हैं, जो विनिधान अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय के भीतर परियोजना को पूर्ण करने के लिए उत्पादन कंपनी को आंशिक या पूर्ण रूप से रोकती हो और मात्र तभी जब इस तरह की दुर्घटनाएँ या परिस्थितियाँ उत्पादन कंपनी के नियंत्रण में नहीं हैं और ये अनिवारणीय थी यदि उत्पादन कंपनी ने तर्कसंगत काम उठाए हों या इष्टिमत्तापूर्ण जनसंपर्गी सेवाप्रदाता के व्यवहार का अनुपालन किया होता हो भी।

(क) दीर्घ आयदा जिसमें बिजली गिरना, अकाल पड़ना, आगजनी और विस्फोट, भूकंप, बाढ़, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, गलबाल, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय आयदा या आपदादिक रूप से विपरीत मौसम की परिस्थितियाँ जो पिछले दो सालों से 'संख्यकीय नानकी' से अधिक हैं।

(ख) कोई भी युद्ध आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की गतिविधि मार्ग अवरोधन व्यापार प्रतिरोध क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैनिक कार्यवाही या,

(ग) उद्योग जगत में हड़ताल और श्रमिक आन्दोलन जिसका पूरे भारत में राष्ट्रीयव्यापी प्रभाव हो।

(घ) परियोजना के लिए सर्वोदित अनुमोदन की प्राप्ति में विलंब सिवाय जहाँ विलम्ब परियोजना विकासकर्ता उसके सविदाकार, अनुपूर्विकता, अधिकता पर आसंपणीय है।

(30) 'उत्पादन-गृह' का यही अर्थ होगा जैसे अधिनियम की धारा 2 की धारा 30 के अंतर्गत परिभाषित है और इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए उत्पादन गृह के प्रक्रमों या खंडों या इकाइयों भी सम्मिलित होंगी।

(31) राष्ट्रीय उत्पादन गृह (संयुक्त चक्र राष्ट्रीय उत्पादन गृह से भिन्न) के संबंध में 'उत्पादन इकाई' या इकाई का तात्पर्य कार्य जनरेटर, टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरणों से है या संयुक्त चक्र राष्ट्रीय उत्पादन स्टेशन के संबंध में इसका तात्पर्य टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरणों या दहन टरबाइन जनरेटर, सम्बद्ध उष्मा हीट रिकवरी, वाष्पित तापीय टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरण और जलीय उत्पादन-गृह के संबंध में इसका तात्पर्य टरबाइन जनरेटर और उसके सहायक उपकरणों से है,

(32) ग्रिड कोड का अर्थ उत्तर प्रदेश विद्युत ग्रिड कोड 2007 और भारतीय विद्युत ग्रिड कोड विनियम 2023 से है, जिसमें समय-समय पर किए गए संशोधन या उसके पश्चात के पुनः-प्रवर्तन भी शामिल हैं।

(33) राष्ट्रीय विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में सकल क्लोरिफिक पैल्यू या 'जीसीपी' का तात्पर्य किसी राष्ट्रीय विद्युत गृह के संबंध में जैसी स्थिति हो, एक किलोवॉट घंटा ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन के जलाए जाने पर (पूर्वतया द्रव होने पर) उत्पन्न उष्मा से है जिसे किलो केल्वरीज में मापा जाएगा।

(34) यथाप्राप्त सकल क्लोरिफिक पैल्यू का तात्पर्य आई एस 436 (भाग 1/संस्करण 1) 1984 के अनुसार माध्युक्त वेगनो, टर्को, रोपरे, मैरी-गो-रुडके (एनजीआर), वेस्ट जनरेटर्स और जहाजों से संग्रह, संपाक और नमूनों के परीक्षा के माध्यम से राष्ट्रीय विद्युत गृह के अनलोडिंग बिंदु पर यथा माप की गई कोयले की जीसीपी से है।

परंतु यह कि कोयले का मापन केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों, यदि कोई हो, के अनुसार उत्पादन कंपनियों द्वारा नियुक्त किए जाने वाले तीसरे पक्ष द्वारा नमूना-चयन के माध्यम द्वारा किया जाएगा।

परंतु यह और कि कोयले के नमूने या तो हाथ से या हाईड्रोलिक फायवे से या किसी अन्य रीति से संगृहीत किए जाएंगे जिसे कार्मिकों और उपकरणों की सुरक्षा की दृष्टि को ध्यान में रखते हुए उचित समझा जाए।

परंतु यह और कि उत्पादन कंपनियाँ किसी नवीनतम तकनीक से नमूनों का संग्रह, संपाक और परीक्षा उचित और पारदर्शी रीति से जीसीपी के मापन के लिए अपना सकती है,



(35) 'सकल स्टेशन ऊष्मा दर' (Gross Station Heat Rate) या 'GSHR' का अर्थ थर्मल उत्पादन स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट-घंटा (kWh) विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलो-कैलोरी (kCal) में ऊष्मा ऊर्जा इनपुट से है;

(36) 'भारतीय सरकारी अभिकरण' का तात्पर्य भारत सरकार या राज्य सरकार(ों) या दोनों का उपयुक्त आयोग (गों) या न्यायाधिकरण या न्यायिक या अर्धन्यायिक निकाय के प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष नियंत्रण के आधीन किसी मंत्रालय, विभाग, बोर्ड, प्राधिकरण, एजेंसी, निगम और आयोग से है;

(37) 'इनफर्म पावर' का तात्पर्य उत्पादन गृह की इकाई के वाणिज्यिक परिचालन के पूर्व ग्रिड में प्रक्षेपण के लिए उत्पादित विद्युत से है;

(38) 'स्थापित क्षमता' या 'आई सी' का तात्पर्य उत्पादन-गृह की सभी इकाइयों की नाम-पट्टिकाओं की क्षमताओं या उत्पादन-गृह की क्षमता (जनरेटर टर्मिनलों पर गणना की गई) के योग से है जैसा कि आयोग द्वारा समय-समय पर अनुमोदित किया गया;

(39) 'अंतः संयोजन बिंदु' का तात्पर्य यूपीईआरसी (संयोजन विनियम), 2009 और समय-समय पर किए गए उसके संशोधनों के अनुसार अंतः संयोजन बिंदु से है;

(40) 'निवेश अनुमोदन' का तात्पर्य उत्पादन कंपनी के बोर्ड या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन से है जो परियोजना के लिए प्रशासनिक संस्तुति प्रदान करे जिसमें परियोजना की निधि और उसके कार्यान्वयन की समय सीमा सम्मिलित हो;

परंतु यह कि निवेश अनुमोदन की तिथि की गणना उत्पादन कंपनी के बोर्ड के प्रस्ताव की तिथि से होगी जहाँ बोर्ड यह अनुमोदन देने के लिए सक्षम है और अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी के संस्तुति पत्र की तिथि से की जाएगी;

(41) 'किलोवाट-घंटा' या 'के डब्ल्यू एच' का तात्पर्य विद्युत ऊर्जा की इकाई से है जिसका माप एक घण्टे की अवधि में उत्पन्न या उपभोग की गई विद्युत के एक किलोवाट या एक हजार वाट है;

(42) 'प्राप्त ईंधन लागत' का तात्पर्य कोयले की कुल लागत (जिसमें सहप्रज्वलन के मामले में बायोमास सम्मिलित है), उत्पादन-गृह के अनलॉडिंग बिन्दु पर प्राप्त भूरा कोयला या गैस से है और जिसमें मूल लागत, प्रक्षालन प्रभार जहाँ लागू हो, परिवहन लागत (विदेश या देश या दोनों) और संचालन लागत, तीसरे पक्ष द्वारा लिये गए नमूने का प्रभार और लागू सांविधिक प्रभार सम्मिलित होंगे;

(43) तापीय विद्युत उत्पादन गृह की इकाई के संबंध में 'अधिकतम अनवरत दर' या 'एम सी आर' का तात्पर्य जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम अनवरत प्रवाह से है, जिसमें निर्धारित मानकों पर विनिर्माता द्वारा गारंटी दी गई हो, और संयुक्त चक्र तापीय विद्युत उत्पादन-गृह की इकाई या खंड के संबंध में इसका तात्पर्य जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम अनवरत प्रवाह से है, विनिर्माता द्वारा जल/वाष्प प्रक्षेपण (यदि लागू हो) के साथ गारंटी दी गई हो और 50 हर्ट्ज ग्रिड फ्रिक्वेंसी और विनिर्दिष्ट स्थल दशाओं तक परिष्कृत हों;

(44) 'नई परियोजना' का तात्पर्य दिनांक 01.04.2024 से या उसके पश्चात परियोजना का परिचालन तक पहुँचना या पहुँचने के लिए अनुमानित तिथि से है;

(45) 'संचालन और रखरखाव व्यय' (Operation and Maintenance Expenses) या 'O&M व्यय' का अर्थ उत्पादन स्टेशन, परियोजना या उसके किसी भाग के संचालन और रखरखाव पर किए गए व्यय से है, जिसमें मानव संसाधन, मरम्मत और रखरखाव, रखरखाव कल-पुर्ज, पूंजीगत प्रकृति के अन्य कल-पुर्ज जिनकी लागत ₹10 लाख तक हो, ₹50 लाख से कम लागत वाली किसी एकल परिसंपत्ति पर अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, उपभोग्य सामग्री, बीमा, ओवरहेड्स और विद्युत उत्पादन के अलावा प्रयुक्त ईंधन पर किया गया व्यय शामिल है;

(46) 'मौलिक परियोजना व्यय' का तात्पर्य उत्पादन कंपनी द्वारा पूंजीगत व्यय से है, जो परियोजना के मौलिक कार्यक्षेत्र में विनिर्दिष्ट तिथि तक किया गया हो और जिसे आयोग ने स्वीकार किया हो;

(47) 'प्लांट/स्टेशन/उद्भार गुणक' या पी0एल0एफ किसी दिये समय में कुल निस्तृत ऊर्जा से है, जो इसी समय में तदनु रूप सारिणीबद्ध उत्पादन के अनुरूप हो और जिसे निस्तृत गयी ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया है और जो उस अवधि में अनुबंधित क्षमता(CC) के अनुरूप हो तथा जिसे निम्न फार्मूले के अनुसार आगणित किया जायेगा:

N

$$\text{पीएलफ (\%)} = 10000 \times \text{ESSGi} / [N \times \text{CCx} (100 - \text{AUXn} - \text{AUXen})] \%$$

i=1

जहाँ

सी सी = विद्युत गृह की अनुबंधित क्षमता

एस जी = शिखर उत्पादन में बाध में अवधि के विशिष्ट ब्लॉक के लिए

एन= अवधि में टाइम ब्लॉकों की संख्या, और

AUXn= मानकीय अनुषंगी ऊर्जा उपयोग - सकल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में

AUXen= सामान्यीकृत सहायक ऊर्जा खपत जो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सकल ऊर्जा उत्पादन का प्रतिशत है, जहां भी लागू हो।

(48) 'विद्युत क्रय अनुबंध' या 'पीपीए' का तात्पर्य प्राप्तिकर्ता (ओं) और विक्रेता के मध्य में होने वाले अनुबंध से है जिसके अन्तर्गत विक्रेता उसमें विनिर्दिष्ट निबंधन और शर्तों के अनुसार प्राप्तिकर्ता (ओं) को विद्युत की आपूर्ति करेगा।

(49) 'परियोजना' का तात्पर्य

(क) तापीय उत्पादन स्टेशन के मामले में, इसमें तापीय उत्पादन स्टेशन के सभी घटक शामिल होते हैं, लेकिन इसमें खनन (यदि यह एक खदान मुख्यालय परियोजना है) और समर्पित निजी कौयला खदान शामिल नहीं होते, हालांकि, आवश्यकता अनुसार इसमें बायोमास पेलेट प्रबंधन प्रणाली और अपशिष्ट जल शोधन संयंत्र शामिल होते हैं,

(ख) जलीय उत्पादन गृह के संबंध में जलीय उत्पादन गृह के सभी घटक सहित, और इसमें बांध, जल शोषी कंडक्टर प्रणाली, विद्युत उत्पादन गृह, जैसा विद्युत उत्पादन के लिए संविनाजित हो।

(50) 'विवेकपूर्ण जांच' का तात्पर्य किये गये पुंजीगत व्यय, वित्तीय योजना, दक्षतापूर्ण प्रौद्योगिकी का प्रयोग, लागत एवं कार्य की अवधि तथा अन्य कारक, जो प्रशुल्क निर्धारण के लिए आयोग द्वारा उचित विचारित हो सकते हैं, से है। विवेकपूर्ण जांच सम्पादन के दौरान आयोग देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी, परियोजना के निष्पादन के लिए अपने निर्णय एवं फैसले में अथवा परियोजना के निष्पादन में सावधान एवं सतर्क है,

(51) 'घम्य स्टोरेज जलविद्युत उत्पादन स्टेशन' का अर्थ ऐसा जलविद्युत उत्पादन स्टेशन है जो निम्न ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च ऊंचाई वाले जलाशय में पानी पंप करके संग्रहीत जल ऊर्जा के रूप में ऊर्जा का उपयोग करके बिजली उत्पन्न करता है,

(52) 'प्रवाह रहित सरोवर विद्युत-गृह' का तात्पर्य जलीय विद्युत उत्पादन गृह से है जिसमें कोई उर्ध्व प्रवाह जल संग्रहण न हो,

(53) 'जल संग्रहण युक्त प्रवाह रहित विद्युत-गृह' का तात्पर्य जलीय विद्युत उत्पादन-गृह से है जिसमें विद्युत मांग के द्वितरफा विकल्प को पूरा करने के लिए पर्याप्त जल संग्रहण हो,

(54) 'अनुसूचीबद्ध वाणिज्यिक परिचालन दिनांक' या 'एस0सी0ओ0डी0' का तात्पर्य किसी विद्युत गृह के या उत्पादन इकाई के वाणिज्यिक उत्पादन के दिनांक से है, जैसा कि निवेश अनुमोदन में इंगित हो या विद्युत क्रय अनुबंध में जिस पर सहमति हो, जो भी पहले हो,

(55) 'सूचीबद्ध उत्पादन' या 'एस0जी0' का तात्पर्य किसी भी समय या समय के किसी समूह के लिए स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा निर्धारित सूचीबद्ध उत्पादन से है जो संवाहक तारों पर मेगावाट में हो,

(56) 'प्रारंभ तिथि' या 'शून्य तिथि' का तात्पर्य परियोजना के कार्यान्वयन के आरम्भ करने हेतु निवेश अनुमोदन में दर्शाये गयी तिथि से है और जहाँ कोई तिथि इंगित नहीं है, निवेश अनुमोदन की तिथि ही प्रारंभ तिथि या तिथि मानी जायेगी,

(57) 'तापीय विद्युत गृह' से आशय विद्युत गृह या उसकी इकाई जो जीवाश्म ईंधन, जैसे कि कौयला, गैस या तरल ईंधन, बायो-पेलेट्स या इन पदार्थों के सम्मिश्रण को ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में प्रयोग करके विद्युत का उत्पादन करता हो,

(58) 'परीक्षण चालन' या 'परीक्षण परिचालन' किसी विद्युत गृह के सन्दर्भ में इसका आशय वही होगा जो ग्रिड संहिता में विनिर्दिष्ट है,

(59) 'माल को उतारने के स्थान' का तात्पर्य ऐसे स्थान से है जहाँ कौयला या भूरे कौयले पर आधारित तापीय विद्युत गृह का परिसर हो और जहाँ कौयला या भूले कौयले का रैक या ट्रक या परिवहन के किसी अन्य माध्यम से उतारा जाता हो,

(60) उपयोगी अवधि कोयला/लिग्नाइट आधारित विद्युत गृहों की इकाई के लिए सीओडी से 25 वर्ष होगी और जलीय उत्पादन गृह की इकाई के लिए सीओडी से 40 वर्ष होगी।

परंतु यह कि कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों और जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में, संचालन अवधि क्रमशः 35 वर्ष और 50 वर्ष तक हो सकती है।

(61) वर्ष का तात्पर्य वित्तीय वर्ष से है, जो उस वर्ष की 1 अप्रैल से आरम्भ होकर अगले वर्ष की 31वीं मार्च तक होगी।

### 3-परिचालन मानक अधिकतम सीमा मानक होंगे:

इस विनियमावली के अंतर्गत विनिर्दिष्ट परिचालन मानक अधिकतम सीमा मानक है, और इसमें, जैसी स्थिति हो, उत्पादन कंपनी और वितरण लाइसेंस धारी या किसी अन्य व्यक्ति को परिचालन के उन्नत मानकों को स्वीकार करना प्रतिबंधित नहीं है अगर उन्नत मानकों को स्वीकार किया जाता है तो ऐसे मानक प्रशुल्क के निर्धारण के लिए लागू किये जाएंगे।

### 4-प्रशुल्क की उच्चतम सीमा से विचलन:

उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत बिक्री के लिए प्रशुल्क का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों में निर्दिष्ट मानकों से विचलन के आधार पर भी किया जा सकता है, बशर्ते कि :-

(क) मानकों में विचलन के आधार पर गणना की गई परियोजना की उपयोगी अवधि के लिए विद्युत के एक समान प्रशुल्क प्रति यूनिट, प्रशुल्क से अधिक नहीं हो सकते जिसकी गणना इस विनियमावली में विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर होगी और उत्पादनकर्ता के प्रस्तुतीकरण द्वारा विधिवत पुष्टि की गई है, जिसमें शामिल है, प्रशुल्क याधिका जमा करने के समय अनुमानों के साथ पूर्ण कार्यशैली का प्रस्तुतिकरण;

(ख) ऐसा कोई विचलन तभी प्रभावी होगा जब आयोग उसे अनुमोदित करेगा।

**स्पष्टीकरण:** उपखण्ड (क) में निर्दिष्ट एक समान प्रशुल्क की गणना के प्रयोजन के लिए छूट घटक को समय समय पर (CERC) सी.ई.आर.सी द्वारा अधिसूचित किया जायेगा।

### 5-मूल व्यवसाय:

इस विनियमावली के प्रयोजन के लिए, मूल व्यवसाय का तात्पर्य केवल विद्युत के उत्पादन से है, जिसमें कंपनी का कोई अन्य व्यवसाय या गतिविधि सम्मिलित नहीं है।

### 6-आय पर कर:

(1) आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 25(3)(1) के तहत अनुमत लाभान्श पर प्रतिफल की दर को संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर (इसके बाद इसे 'I' कहा जाएगा) के साथ सकलित किया जाएगा। प्रभावी कर दर की गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में की जाएगी, जो संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए लागू प्रासंगिक वित्त अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप संबंधित उत्पादन कंपनी के अनुमानित लाभ और देय कर के आधार पर होगी, जिसमें मुख्य व्यवसाय से इतर आय और उस पर देय कर का छोड़ दिया जाएगा।

परंतु यह कि यदि कोई उत्पादन कंपनी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115JB के तहत न्यूनतम वैकल्पिक कर (MAT) का भुगतान कर रही है, तो प्रभावी कर दर में अधिभार और उपकर सहित MAT दर होगी;

परंतु यह और कि लाभार्थियों को आवंटित आय-कर तापीय उत्पादन-गृह के संबंध में वार्षिक नियत प्रभावी अनुपात में और जलीय उत्पादन-गृह के मामले में वार्षिक क्षमता प्रभावी अनुपात में वसूल किया जायेगा।

परंतु यह और कि यदि किसी उत्पादन कंपनी ने आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115BAA का विकल्प चुना है, तो प्रभावी कर दर धारा 115BAA के तहत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर होगी।

(2) लाभान्श पर प्रतिफल की दर को तीन दशमलव स्थान तक पूर्णांकित किया जाएगा और इसकी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना की जाएगी:

$$\text{पूर्व-कर लाभान्श पर प्रतिफल की दर} = \text{आधार दर} / (1-I)$$

(3) उत्पादन कंपनी को प्रत्येक वित्तीय वर्ष में प्रभावी कर दर को टू-अप करना होगा, जो वास्तविक सकल आय के आधार पर भुगतान किए गए वास्तविक कर और किसी भी अतिरिक्त कर मांग (सहित ब्याज) को समायोजित करते हुए, आयकर प्राधिकरण से प्राप्त कर वापसी (सहित ब्याज) के साथ 2024-29 की प्रशुल्क अवधि के संबंध में किया जाएगा।



परंतु यह कि कर राशि के जमा में देरी या कम जमा होने के कारण उत्पन्न किसी भी दंड को उत्पादन कंपनी के लिए भुगतान किए गए वास्तविक कर को गणना करते समय नहीं माना जाएगा।

परंतु यह भी कि यदि कोई उत्पादन कंपनी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115JB के तहत न्यूनतम वैकल्पिक कर (MAT) का भुगतान कर रही है, तो उत्पादन कंपनी को प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में अधिभार और उपकर सहित लागू MAT दर के साथ लामांश पर सकल प्रतिफल दर को ड्रू-अप करना होगा।

परंतु यह और कि यदि कोई उत्पादन कंपनी धारा 115BAA के तहत कर का भुगतान कर रही है, तो उत्पादन कंपनी को और प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में धारा 115BAA के तहत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर के साथ लामांश पर सकल प्रतिफल दर को ड्रू-अप करना होगा।

परंतु यह भी कि लामांश पर सकल प्रतिफल दर के ड्रू-अप करने के बाद किसी भी कम या अधिक वसूली को, आवश्यकता अनुसार, वर्ष दर वर्ष लामार्थियों से वसूला जायेगा या उन्हें लौटाया जाएगा।

#### 7-कर एस्क्रो खाता:

लाइसेंसधारी या किसी व्यक्ति जिसने उत्पादन-गृह से क्षमता का क्रय किया है, जिसे आगे लामार्थी कहा गया है, द्वारा अनुरक्षित किये जाने वाला कर एस्क्रो लेखा किसी अनुसूचित बैंक में खोला जाएगा। ऐसा लाइसेंसधारी इस खाते में दो मास के आयकर दायित्व के समतुल्य निक्षेप बनाए रखेगा। जैसा उसे वर्ष के प्रारंभ के पूर्व उत्पादन कंपनी द्वारा सूचित किया जाए।

उत्पादन कंपनी, कंपनी साप्ताहिक लेखा परीक्षक से प्रमाण-पत्र के आधार पर एस्क्रो खाते से कर दायित्व का निपटारा करने के लिए उतनी धनराशि का आहरण करने के लिए प्राधिकृत होगी, जितनी धनराशि का भुगतान कर प्राधिकारियों को किया जाना है। ऐसी उत्पादन कंपनी कर प्राधिकारी से प्राप्त कर वापसी को ऐसे कर एस्क्रो खाते में जमा करेगा।

#### 8-विदेशी विनिमय दर में परिवर्तन के लिए प्रतिरक्षा (एफईआरवी):

उत्पादन कंपनी विदेशी मुद्रा ऋण पर व्याज के संबंध में और उत्पादन गृह के लिए प्राप्त की गई विदेशी मुद्रा ऋण की वापसी के लिए विदेशी विनिमय की प्रतिरक्षा का सहारा ले सकती है।

#### 9-आयकर और प्रतिरक्षा लागत की वसूली (एफईआरवी):

उत्पादन कंपनी आयकर और एफईआरवी के संबंध में प्रतिरक्षा लागत को लामार्थियों से आयोग के समक्ष बिना किसी आवेदन के वसूल सकती है।

परंतु आयकर या एफईआरवी के संबंध में प्रतिरक्षा लागत के संबंध में दावा की गई किसी धनराशि पर किसी आपत्ति की स्थिति में, उत्पादन कंपनी आयोग के समक्ष उसके निर्णय के लिए समुचित आवेदन दे सकती है।

#### 10-कठिनाई निवारण की शक्ति:

यदि इस विनियमावली को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो, तो आयोग स्वेच्छा से या अन्यथा कोई आदेश दे सकता है लेकिन आदेश देने के पूर्व ऐसे आदेश से प्रभावित होने वाले पक्षों को आयोग युक्तियुक्त संगत अवसर देगा और ऐसी व्यवस्था करेगा जो इस विनियमावली से असंगत न हो और कठिनाई निवारण के लिए आवश्यक प्रतीत हो।

#### 11-शिथिलीकरण की शक्ति:

आयोग, लिखित में अभिलिखित किये जाने वाले कारणों से इस विनियमावली के किन्हीं उपबंधों से भिन्न कदम भी स्वयं उठा सकता है या हितबद्ध व्यक्ति द्वारा आयोग के समक्ष आवेदन दिये जाने पर आदेश दे सकता है।

### अध्याय-2

#### वाणिज्यिक परिचालन

#### 12-वाणिज्यिक परिचालन का दिनांक:

(1) निम्नलिखित मामलों में वाणिज्यिक परिचालन की तिथि:

(क) उत्पादन इकाई या तापीय उत्पादन-गृह के समूह का तात्पर्य अधिकतम अनवरत दर-निर्धारण (एमसीआर) या स्थापित क्षमता के प्रदर्शन के पश्चात् उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तिथि से होगा।

संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) से अनापत्ति प्राप्ति के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षण के माध्यम से, उत्पादन-गृह की आखिरी इकाई के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि, जैसी स्थिति हो।

(ख) जलीय उत्पादन-गृह की उत्पादन इकाई जिसमें पंप के जल संग्रह से जलीय उत्पादन-गृह सम्मिलित है, का तात्पर्य उत्पादन-गृह की स्थापित क्षमता के तत्समान उच्चतम समर्थता के प्रदर्शन के पश्चात् उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तिथि से होगा और किसी संपूर्ण उत्पादन गृह के मामले में, संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) से अनापत्ति प्राप्ति के पश्चात् सफलतापूर्वक परीक्षण के माध्यम से, उत्पादन-गृह की आखिरी इकाई के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि, जैसी स्थिति हो:

परंतु यह कि:

(एक) जहाँ लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों को उत्पादन-गृह से विद्युत की खरीदारी के लिए जोड़ा गया है, लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों और संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) को उत्पादन कंपनी द्वारा एक माह की सूचना के पश्चात् परीक्षण प्रारंभ होगा और परीक्षण के पूर्ण होने के पश्चात् अनुसूची 00:00 घण्टे से शुरू होगी जैसी स्थिति हो:

(दो) जहाँ लाभार्थियों/दीर्घ अवधि ग्राहकों को उत्पादन-गृह से विद्युत की खरीदारी के लिए जोड़ा नहीं गया है, संबंधित क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र (आर एल डी सी) या राज्य भार प्रेषण केंद्र (एस एल डी सी) को उत्पादन कंपनी द्वारा सात दिन की सूचना के पश्चात् परीक्षण प्रारंभ होगा और परीक्षण के पूर्ण होने के पश्चात् अनुसूची 00:00 घण्टे से शुरू होगी जैसी स्थिति हो:

(तीन) उत्पादन कंपनी प्रमाणित करेगी कि:

(क) उत्पादन स्टेशन प्रासंगिक आवश्यकताओं और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत स्टेशनों और विद्युत लाइनों के निर्माण के लिए तकनीकी मानक) विनियम, 2010, यथासमय संशोधित, तथा ग्रिड कोड के प्रावधानों को पूरा करता है;

(ख) तापीय उत्पादन गृह के मामले में, मुख्य संयंत्र उपकरण और सहायिकी प्रणाली, जिसमें संयंत्र का संतुलन जैसे कि ईंधन तेल प्रणाली, कोयला रख-रखाव प्रणाली, डी एम संयंत्र, पूर्व-शोधन शमन प्रणाली, राख निस्तारण प्रणाली सम्मिलित हैं और कोई अन्य स्थल विशिष्ट प्रणाली को स्थापित किया गया है; और अनवरत आधार पर उत्पादन गृह की इकाई के पूर्ण भार परिचालन में समर्थ है और जलीय उत्पादन गृह के मामले में, मुख्य संयंत्र उपकरण और सहायिकी प्रणाली जिसमें जल निःसरण प्रणाली, प्राथमिक और द्वितीयक शीतन प्रणाली, एल पी और एच पी वायु संपीड़क, अग्नि शमन प्रणाली आदि स्थापित कर दिए गए हैं और अनवरत आधार पर इकाई के पूर्ण भार परिचालन में समर्थ है।

(ग) स्थायी विद्युत आपूर्ति प्रणाली, जिसमें आपातकालीन आपूर्ति और सभी आवश्यक साधन विनियोग, नियंत्रण और रक्षा प्रणाली और स्वचालित लूप सम्मिलित हैं, इकाई के पूर्ण भार परिचालन के लिए स्थापित कर दिया गया है।

(चार) ऊपर खंड (तीन) के अधीन यथा अपेक्षित प्रमाणपत्रों पर उत्पादन कंपनी के सी.एम.डी./सी.ई.ओ./एम.डी द्वारा हस्ताक्षर किये जायेंगे और बाद में निदेशक मंडल द्वारा उसका अनुमोदन किया जाएगा और प्रमाण-पत्र की एक प्रति संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव और आर एल.डी.सी./एस.एल.डी.सी. को प्रस्तुत की जायेगी तत्पश्चात् उसके सी.ओ.डी. की घोषणा की जायेगी।

(पाँच) पूर्ण परीक्षण इस विनियमावली के विनियम 12(2) के अनुसार किया जायेगा।

(छ:) जलीय उत्पादन-गृह जहाँ उत्पादन स्टेशन तालाब में जल भराव या जल संग्रह के मामले यह प्रदर्शित न कर सके कि यह इकाई स्थापित क्षमता के बराबर उच्चतम क्षमता रखती है और इसका कारण अपर्याप्त जल संग्रह या तालाब के जल स्तर को समझा जाए, तो उत्पादन-गृह की अन्तिम इकाई के वाणिज्यिक परिचालन का दिन को संपूर्ण उत्पादन गृह के वाणिज्यिक परिचालन का दिन समझा जाएगा और ऐसे जलीय उत्पादन-गृह के लिये यह आवश्यक होगा कि वह, जैसे ही और जब ऐसे जल संग्रह/तालाब का स्तर पूर्ण हो, जैसा भी मामला हो, उत्पादन-गृह या उसकी इकाई की स्थापित क्षमता के समान उच्चतम क्षमता प्रदर्शित करें। पीकिंग क्षमता प्रदर्शित करने में विफलता की स्थिति में, इकाई क्षमता को सीओडी से प्रदर्शित क्षमता तक घटा दिया जाएगा।

(सात) यदि सरोवर पर स्थित जलीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई को कम जल प्रवाह अवधि के दौरान वाणिज्यिक परिचालन के अंतर्गत घोषित किया जाए तो जब भी उच्चतम क्षमता के प्रदर्शन के लिए जल का प्रवाह अपर्याप्त हो तो ऐसे जलीय उत्पादन-गृह या उसकी इकाई के लिये यह आवश्यक होगा कि वह जब कभी भी पर्याप्त जल का प्रवाह उपलब्ध हो स्थापित क्षमता के बराबर उच्चतम क्षमता का प्रदर्शन करे, उच्चतम क्षमता का

प्रश्नान्तरण करने में भी प्रत्येक दिन 3 घंटे

इसे सीओडी के दिन से समझा जाएगा।

## (2) पूर्व परीक्षण कार्य या पूर्व परीक्षण परिचालन

संश्लेषण उत्पादन गृह

उत्पादन गृह या उसकी इकाई के लिए

लिए अधिकतम अनवरत अवधि

उत्पादन-गृह या उसकी इकाई की दशा में 12 घंटे की अनवरत अवधि के लिए होगा

या अधिकतम 24 घंटे की अनवरत अवधि के लिए होगा

अधिकतम अनवरत अवधि के लिए होगा

सकगी

अध्याय -3

## प्रशुल्क का निर्धारण

### 13-प्रशुल्क निर्धारण

इस विनियमन के अंतर्गत

इकाई के आगार या संयंत्र के लिए

प्रशुल्क का निर्धारण सम्पूर्ण गृह के लिए किया जाएगा।

2 प्रशुल्क का निर्धारण

इकाई में या इकाई के लिए

प्रशुल्क का निर्धारण प्रत्येक इकाई के लिए

इस में समाविष्ट रहेगी या नहीं

निर्धारण और निर्धारण के लिए

के निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा।

3 निर्धारण के लिए

विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

4 निर्धारण के लिए

शा.सं. के प्रत्येक

में लिया जाएगा।

5 निर्धारण के लिए

प्रशुल्क का निर्धारण प्रत्येक इकाई के लिए

अलग से निर्धारित किया जाएगा।

### 14-प्रशुल्क निर्धारण के लिए आवेदन:

(क) नई परियोजनाओं के लिए-

1 निर्धारण के लिए

में और ऐसे दृष्टि से निर्धारण के लिए

निर्धारण के लिए

संदर्भात्मक पुनर्रचिनियमन:

प्रत्येक गृह के लिए

जिस अवधि के लिए प्रशुल्क की नियम एवं शर्तें प्रचलित होंगी।

2 किसी उत्पादन इकाई के लिए

वर्षाधिक संयोजन के लिए निर्धारण के लिए

के अनुसार वर्षाधिक संयोजन के लिए

रूप में किए गए निर्धारण के लिए

वैधानिक लेखा परीक्षा द्वारा निर्धारित प्रशुल्क



क्रम संख्या	विशिष्ट मामला	वहन लागत की अनुमति दिनांक से की जायेगी	लागू दर
परियोजनाएँ	भरना	आवेदन दाखिल किया	
		अवेदन तिथि के बाद आवेदन भरने की तिथि से बैंक आवेदन दाखिल किया कर	
परियोजनाएँ और मौजूदा शिर्षक	मानक	आवेदन दाखिल किया   से गया	
		आवेदन दाखिल किया   तिथि से आधार अंक	

#### 15-विरोध परिस्थितियों में सहायक स्वीकृति

यदि कोई उत्पादन कंपनी कानून में बदलाव या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण या (विनियम 21(4) में निर्दिष्ट कार्य की मूल परिधि से परे किसी अतिरिक्त पूंजीकरण का लागू कर रही हो तो वह ऐसी

से अधिक हो।

#### 16-2024-29 की अवधि के लिए प्रशुल्क का सत्यापन

आधार बनगी और 2029-34 की अवधि के लिए प्रशुल्क नि:तरफ के लिए प्रयुक्त होगी।

प्रशुल्क याचिका के साथ निम्नलिखित बिंदुओं के लिए करना -

(क) 31.03.2029 तक किए गए पूंजीगत व्यय सहित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जिसे आवश्यकपूर्ण जाच के पश्चात आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो।

(ख) 31.03.2029 तक अप्रत्याशित घटनाओं और कानून में बदलाव (Change in Law) के कारण किए गए पूंजीगत व्यय सहित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जिसे आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो।

(ग) 31.03.2029 तक उत्सर्जन नियोजन प्रणाली के कारण किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जिसे आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया हो।

परन्तु यह कि यदि सत्यापन (Tijang Lp) आवेदन के साथ आवश्यक दस्तावेज निर्दिष्ट समय सीमा

राशि के साथ बसूल किया जाएगा



प्रशुल्क का निर्धारण केन्द्रित विद्युत विनियम 2003 और आयोग के अन्य किसी भी विनियम, लेसम या कालाइन के तहत नहीं। LPERC (शुल्क और जुर्माना) विनियम 2010, जो समय-समय पर संशोधन किए गए हैं, के तहत मान्य रहें किसी अन्य दंड या जुर्माने से अप्रभावित रहेंगे।

उत्पादन कर्ता को संचालन द्वारा संचयक संपरीक्षित और प्रमाणित उपगत पूंजीगत व्यय और आंतरिक व्यय के निर्धारण के सत्यापन कार्य के प्रयोजन के लिए प्रस्तुत करेगी।

परंतु आयोग को अधिक स्वतंत्र संपरीक्षक को नियुक्त कर सकता है जो आयोग के पर्यवेक्षण में किसी भी समय उत्पादन गृह की तकनीकी और वित्तीय संपरीक्षा करेगा।

उत्पादन संचालन कार्य के पश्चात वसूल किये गए प्रशुल्क इस विनियमावली के अधीन आयोग द्वारा अनुमोदित प्रशुल्क से अधिक हैं तो उत्पादन कंपनी सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर की सहायता से संचालन व्यय के साथ इस प्रकार वसूल की गई अधिक धनराशि को लाभार्थियों को वापस करेगी।

यदि संचालन कार्य के पश्चात आयोग द्वारा इस विनियमावली के अधीन अनुमोदित प्रशुल्क की दर से वसूल की गई प्रशुल्क कम है तो उत्पादन कंपनी सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर की सहायता से संचालन व्यय के साथ कम वसूल की गई धनराशि को लाभार्थियों से वसूल करेगी।

यदि संचालन कार्य के पश्चात अधिक वसूल की गई धनराशि सुसंगत वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित बैंक दर की सहायता से संचालन व्यय के साथ उत्पादन कंपनी द्वारा वसूली या वापस की जाएगी। संचालन संपरीक्षक के आदेश द्वारा सत्यापन कार्य करने के पश्चात जारी प्रशुल्क आदेश की तिथि से तीन मास के भीतर होगा।

यदि संचालन कार्य के पश्चात इस विनियम के खंड 3, के दूसरे परतुक के अनुसार निर्धारित ब्याज दर से अधिक ब्याज वसूल किया गया है तो यह अधिक ब्याज और यह मासिक किस्तों की अवधि के दौरान कोई ब्याज नहीं दिया जाएगा या लगाया नहीं जाएगा।

#### अध्याय-4

#### पूँजीगत लागत और बाँचा

##### 17-पूँजीगत लागत-

1. पूँजीगत लागत का निर्धारण परिगणना की पूर्णता पर किये गये वास्तविक व्यय नयी तथा पुरानी परतुकों के आधार पर प्रशुल्क के निर्धारण का आधार बनेंगे।

2. पूँजीगत लागत का निर्धारण संचालन के लिए अंतिम प्रशुल्क निर्धारण स्वीकृत पूँजीगत लागत पर आधारित होगा जिसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:-

(क) पूँजीगत लागत का निर्धारण संचालन के दिन तक किये गये वास्तविक व्यय।

(ख) पूँजीगत लागत का निर्धारण संचालन पर ब्याज एवं वित्तीय पोषण प्रभार ( ) परिनियोजित निधियों के 70% के ब्याज के आधार पर। अधिक आस्तिकता लाभार्थी के मामले में अधिक लाभार्थी को मानक ऋण दर के आधार पर निर्धारित निधियों के 30% से कम होने की स्थिति में ऋण की दर वास्तविक ऋण के बराबर होगी।

(ग) अनुबंध पैकजों की लागत में वृद्धि जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित हों।

(घ) पूँजीगत व्यय तथा आनुषंगिक व्यय इस विनियमावली के अनुसार आगणित किये गये हों।

3. सीमांकित तब आइएसी00 आई0ई0डी0सी0, भूमि लागत तथा निर्माण कार्यों की लागत के अतिरिक्त 4% से अधिक मानक 'संचयक एवं मरीनरी' की लागत के प्रतिशत के रूप में) के अधीन प्रारम्भिक कल पुर्जा का पूँजीकरण।

लागत के अतिरिक्त मानक केन्द्रित विद्युत नियामक आयोग द्वारा पूँजीगत लागत के अतिरिक्त मानक के रूप में प्रकाशित किये गये हों तथा विवेकपूर्ण जांच के लिए आयोग द्वारा निर्धारित हों। मानक उद्द्युक्त विनिर्दिष्ट मानकों के अपवर्जन के लिए लागू किये जायेंगे।

लागत होगी।

विद्युत की दिक्की के कारण राजस्व का समायोजन

सम्मिलित है।

(अ) समर्पित पारंपरिक लाइन के विकास हेतु किया गया पूंजीगत व्यय

गया परिवहन व्यय और अन्य सहायक लागत शामिल नहीं होगी।

पूंजीगत व्यय

उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर किया गया पूंजीगत व्यय

में किया गया व्यय

(ब) कानून में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण किया गया व्यय

व्यय

लार्मी को बाटा गया है।

और उसका अनुमोदन करेगा।

जायेगा जिसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:-

सम्मिलित न करते हुए, दिनांक 01-04-2024 को सम्यक रूप से सत्यापन किया जायेगा

अनुसार निर्धारित की जाएगी

व्यय

सम्मिलित है।

(ड) कोयले के परिवहन हेतु रेलवे अघोषरचना और उसके संवर्धन पर किया गया पूंजीगत व्यय जो उत्पादन स्टेशन के प्राप्ति बिंदु तक कोयले के परिवहन के लिए आवश्यक है परंतु इसमें रेलवे को दिया गया परिवहन व्यय और अन्य सहायक लागत शामिल नहीं होगी।

(घ, सह दहन (Co-firing) के लिए बायोमास संचालन उपकरण और सुविधाओं पर किया गया पूंजीगत व्यय,

(छ) सहायित उत्सर्जन मानकों और अपजल उपचार संयंत्र का अनुपालन सुनिश्चित करने हेतु उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर किया गया पूंजीगत व्यय,

(ज) पिंड कोड के अनुसार उत्पादन स्टेशन के लचीले संचालन का सक्षम बनाने के लिए आवश्यक व्यय,

(झ) कानून में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण किया गया व्यय,

(ञ) तापीय विद्युत गृह के संदर्भ में भारत सरकार के निष्पादन प्राप्ति तथा व्यापार (पी0ए0टी0, योजना के अधीन स्थापित तापीय उत्पादन गृह पर व्यय की गई या व्यय किए जाने के लिए दिखाई गई पूंजीगत लागत के प्रत्येक मामले में अलग-अलग आधार पर विचार किया जाएगा बशर्त लाभार्थियों में पी0ए0टी0 योजना के अधीन प्राप्त लाभों को बाँटा गया है,

(4) मौजूदा समर्पित पारेषण लाइन के संबंध में आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत लागत पर आधारित प्रशुल्क का निर्धारण संबंधित नियंत्रण अवधि के लागू पारेषण विनियमों की शर्तों मापदंडों और मानदंडों के अनुसार किया जाएगा

(5) विद्यमान या नवीन जलीय उत्पादन गृह की दृष्टि में पूंजीगत लागत में यथा-अनुमोदित राष्ट्रीय पुनर्वास और पुनः स्थापन नीति और पुनर्वास और पुनः स्थापन पैकेज के अनुकूल परियोजना का अनुमोदित पुनर्वास और पुनः स्थापन योजना की लागत सम्मिलित होगी।

(6) विद्यमान और नई परियोजनाओं की पूंजीगत लागत से निम्नलिखित को निकाल दिया या हटा दिया जाएगा:-

(क) परिसंपत्तियाँ जो परियोजना का भाग हैं लेकिन प्रयोग में नहीं हैं,

(ख) अप्रयोजित रह जाने या एक परियोजना से दूसरी परियोजना को अंतरित किये जाने के कारण बदलाय या हटाने की वजह से वाणिज्यिक परिचालन की तिथि के पश्चात अपूँजीकृत बंद की गई परिसंपत्तियाँ

परंतु यह कि जब तक परिसंपत्ति का एक परियोजना से दूसरी परियोजना में अंतरण स्थायी न हो तब तक संबंधित परिसंपत्ति का अ-पूँजीकरण नहीं होगा।

(ग) जलीय उत्पादन गृहों के संबंध में राज्य सरकार से परियोजना स्थल का आवंटन प्राप्त करने के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा उपगत कोई व्यय या उपगत किए जाने के लिए वचनबद्धता पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसार,

(घ) भूमि की समानुपाती लागत जिसका प्रयोग नदीकरणीय ऊँचा के आधार पर उत्पादन गृह से उत्पादित विद्युत के लिए किया जा रहा है,

(ङ, परियोजना के निष्पादन के लिए केन्द्रीय या राज्य सरकार या किसी सावधिक निकाय या प्राधिकरण से प्राप्त वापसी के दायित्व से मुक्त कोई अनुदान,

(7) पूंजीगत लागत की वियेकपूर्ण जाँच विद्यमान या नई परियोजना की पूँजी लागत की वियेकपूर्ण जाँच के लिए निम्नलिखित सिद्धांत अपनाए जाएंगे:-

(क) पूंजीगत लागत का सत्यापन आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा और आयोग समय समय पर केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा निर्दिष्ट/निर्धारित किए जाने वाले मानक मानदंडों पर विचार कर सकता है,

परंतु वियेकपूर्ण जाँच में पूँजी व्यय की संवीक्षा वित्तीय योजना निर्माण के दौरान ब्याज निर्माण के दौरान अनुषंगी तकसम्मत व्यय दक्ष प्राविधिकी का प्रयोग लागत का अतिक्रमण और समय का अतिक्रमण उपार्जन के लिए प्रतिस्पर्धात्मक बोली और अन्य ऐसे मामले जिन्हें प्रशुल्क के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा समुचित समझा जाए सम्मिलित होंगे वियेकपूर्ण जाँच के दौरान आयोग इस तथ्य को देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी परियोजना के निष्पादन के लिए निर्णय लेने में सचेत रही है और परियोजना को निष्पादित करने में भी सतर्क रही है:



परंतु यह और कि केवल आई0डी0सी को ही एस0सी0ओ0डी के परे वृद्धि के कारण वास्तविक ऋण पर अनुमन्य किया जाएगा और वह भी उस स्थिति में जब सम्यक विवेक और निधि के विवेकपूर्ण बंटवारे पर विचार करने के पश्चात् यह पाया जाए कि विलंब उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे है और इस विलंब की सीमा तक आई0डी0सी0 में छूट अनुमन्य है।

(4) यदि सी0ओ0डी तक पहुंचने में विलंब उत्पादन कंपनी की ओर से है या उसके सविदाकार या आपूर्तिकर्ता या अभिकरण के कारण तो ऐसी दशा में एस0सी0ओ0डी की सीमा के बाहर आई0डी0सी0 और आई0ई0डी0सी में छूट को विवेकपूर्ण जाँच के बाद आनुपातिक आधार पर अनुमन्य करने से मना किया जा सकेगा और यह विलंब की उस अवधि के लिए होगी जिसे सम्य नहीं माना गया है और सविदाकार या आपूर्तिकर्ता या अभिकरण से वसूल की गई या वसूलने योग्य उन्मोचित हानियां यदि कोई हों पूंजीगत लागत की गणना के लिए हिसाब में लिया जाएगा।

(5) इस विनियम के खंड (3) और (4) के उद्देश्यों के लिए वास्तविक और मानक ऋण पर IDC को इन विनियमों के विनियम 23 के खंड (1) के तहत निर्दिष्ट मानक ऋण लाभांश अनुपात के अनुसार माना जाएगा।

#### 19-नियंत्रणीय एवं अनियंत्रणीय कारक:

निम्नलिखित नियंत्रणीय एवं अनियंत्रणीय कारक माने जायेंगे जिसके कारण परियोजना में अधिक समय लगना परियोजना की अनुयधित लागत में वृद्धि आई0डी0सी0 के एव आई0ई0डी0सी0 पर प्रभाव पड़ता है

(1) नियंत्रणीय कारकों में सम्मिलित किन्तु यही तक सीमित नहीं होंगे -

(क) परियोजना के निष्पादन में दक्षता जो परियोजना के क्षेत्र के अनुमोदन में परिवर्तन सांविधिक करगधान में परिवर्तन या विधि में परिवर्तन अपरिहाय घटनाओं से अतर्निहित न हो और

(ख) उत्पादन कंपनी के नियुक्त ठेकेदार आपूर्तिकर्ता या सस्था के कारण परियोजना के निष्पादन में विलम्ब।

(2) अनियंत्रणीय कारकों में सम्मिलित किन्तु यहीं तक सीमित नहीं होंगे किन्तु निम्न सीमा तक ही सीमित नहीं होंगे

(क) अप्रत्याशित घटनाएँ

(ख) कानून में परिवर्तन

(ग) भूमि अधिग्रहण जब तक कि विलंब उत्पादन कंपनी पर आरोपणीय न हो

परंतु कि यदि उत्पादन स्टेशन और संबंधित पारेक्षण प्रणाली के बीच SCOD (निर्धारित वाणिज्यिक संचालन तिथि) में असमानता होती है तो इस मामले को यू0पी0ई0ओ0सी0 (पारेक्षण हेतु वृहद्वर्षीय प्रशुल्क) विनियम 2025 के प्रावधानों के अनुसार जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया हो, निपटारा जाएगा।

**20-प्रारंभिक कल-पूर्ज** प्रारंभिक कल-पूर्जों को सयंत्र और मशीनरी लागत के एक प्रतिशत के रूप में निम्नलिखित अधिकतम सीमा मानदंडों के अधीन पूंजीकृत किया जा सकता है।

क	कोयला आधारित/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन	4.0%
ख	गैस टर्बाइन/कबाइड साइकिल तापीय उत्पादन स्टेशन	4.0%
ग	हाइड्रो उत्पादन स्टेशन जिसमें पंप स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशन शामिल हैं।	4.0%

परंतु कि

सयंत्र और मशीनरी लागत को मूल परियोजना लागत के रूप में माना जाएगा जिसमें IDC, IEDC भूमि लागत और सिविल कार्यों की लागत शामिल नहीं होंगी। सयंत्र और मशीनरी लागत के अनुमान के लिए उत्पादन कंपनी को अपनी प्रशुल्क याचिका में मुख्य मदवार IDC और IEDC का विवरण प्रस्तुत करना होगा।

जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित की गई है, वहां कोयला आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों के लिए इस विनियम में निर्दिष्ट प्रारंभिक कल-पूर्जों के मानदंड लागू होंगे।

#### 21-अतिरिक्त पूंजीकरण:

(A) अन्तिम तारीख तक मूल दायरे में अतिरिक्त पूंजीकरण:

(1) नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बन्ध में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के पश्चात् तथा विवेकपूर्ण जाच के शताधीन आयोग द्वारा स्वीकृत सीमात तिथि तक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के मूल कार्यक्षेत्र के









लिया गया है या ऐसे उत्पादन केंद्र या इकाई के लिए जो क्षीण स्थिति में है और शिथिल परिचालन और प्रदर्शन मानदंडों के तहत परिचालन कर रहा है।

परंतु यह भी प्रावधान है कि विशेष भत्ता ऐसे उत्पादन केंद्र के लिए भी उपलब्ध होगा जिसने पिछले नियंत्रण अवधि के दौरान विशेष भत्ते का लाभ उठाया है जैसा भी लागू हो।

(ख) कोयला आधारित तापीय विद्युत गृह के लिए उत्पादन कंपनी को प्रशुल्क अवधि 2024-29 के लिए @ 10.75 लाख रुपये/मेगावाट/वर्ष की विशेष अनुमति दी जाएगी।

परंतु यह कि 01.04.2024 को 25 वर्षों से अधिक समय से वाणिज्यिक संचालन में रही इकाई के संबंध में यह अनुमति वर्ष 2024-25 से भी स्वीकार्य होगी।

(ग) आयोग द्वारा विशेष भत्ता स्वीकृत किये जाने के मामले में उपगत व्यय या विशेष भत्ते के उपयोग का उत्पादन-गृह द्वारा प्रथम से अनुरक्षण किया जाएगा और उसका विवरण आयोग को उपलब्ध कराया जाएगा जब कभी भी ऐसा निर्दिष्ट हो।

(घ) इस विनियमन के अंतर्गत स्वीकृत विशेष भत्ते को उप-खण्ड (ख) के अनुसार नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए उपयोग हेतु एक पृथक निधि में स्थानांतरित किया जाएगा तथा विशेष भत्ते से किए गए या उपयोग किए गए व्यय को निर्देश मिलने पर आयोग को उपलब्ध कराया जाएगा।

#### (9) संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण:-

(क) यदि किसी उत्पादन कंपनी को संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु किसी विद्यमान उत्पादन स्टेशन में अतिरिक्त पूंजी व्यय करने की आवश्यकता हो तो वह इस प्रस्ताव को उपभोक्ताओं के साथ साझा करेगी और इस पूंजीकरण को लागू करने हेतु याधिका दायर करेगी।

(ख) उपखंड (क) के अंतर्गत प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट प्रस्तावित तकनीक कार्यक्षेत्र व्यय का घरणबद्ध विवरण पूर्णता का समय-निर्धारण, अनुमानित लागत (विदेशी मुद्रा घटक सहित यदि हो) उपभोक्ताओं पर प्रवृत्त के संभावित प्रभाव की विस्तृत गणना और उत्पादन कंपनी द्वारा प्रासंगिक मानी जाने वाली अन्य जानकारी शामिल होगी।

(ग) जब उत्पादन कंपनी संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय की स्वीकृति के लिए आवेदन करती है, तो आयोग लागत अनुमान का औचित्य वित्तीय योजना समय-निर्धारण निर्माण अवधि में ब्याज कुशल तकनीक का उपयोग लागत-लाभ विश्लेषण और अन्य प्रासंगिक कारकों पर विचार करने के बाद स्वीकृति प्रदान कर सकता है।

(घ) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन की पूर्णता के बाद उत्पादन कंपनी प्रशुल्क निर्धारण के लिए याधिका दायर करेगी। लागत का औचित्य और परिचालन मापदंडों पर प्रभाव के आधार पर आयोग द्वारा स्वीकृत और विवेकपूर्ण जांच के बाद किए गए या प्रस्तावित व्यय को प्रशुल्क निर्धारण का आधार माना जाएगा।

(ङ) यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण कोई अप्रदत्त देयता शेष रहती है तो इसे विवेकपूर्ण जांच के अधीन उस वर्ष के दौरान जिसमें यह देयता समाप्त हो, अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में स्वीकार किया जाएगा।

#### 22-अदृढ़ विद्युत की बिक्री:

अदृढ़ विद्युत की बिक्री पर विचलन के संबंध में विचार, केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग (विचलन निपटान प्रणाली ढंग और संबंधित विषय) विनियमावली 2024, समय-समय पर यथा संशोधित के अनुसार जब तक आयोग डी0एस0एम0 विनियमावली को अधिसूचित न कर दे, संबंधित विषय विनियमावली-2024 के अनुसार किया जाएगा।

परंतु ईंधन व्यय के लेखा-जोखा के पश्चात अदृढ़ विद्युत की आपूर्ति से उत्पादन कंपनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व का पूंजीगत लागत के समायोजन में तदनुसार उपयोग किया जाएगा।

परंतु यह भी कि ग्रिड से उत्पादन-गृह द्वारा ली गई प्रारम्भिक विद्युत के महासंवाहक तारों की ऊर्जा का समायोजन किया जाएगा और ऐसी ऊर्जा का बिल संविदाकृत क्षमताओं के अनुपात में लाभार्थी से लिया जाएगा।

**23-ऋण अंशपूजी अनुपात:****परन्तुक**

प्रस्ताव को उत्पादन कंपनी प्रस्तुत करेगी।

ऋण और लाभांश को प्रशुल्क निर्धारण के लिए विचार में लिया जायेगा;

भारतीय रुपये में दर्शाया जाएगा

से पूंजीगत संरचना के भाग के रूप में विचारित नहीं किया जाएगा।

करने, अंशपूजी पर लाभ के लिए किया जाएगा।

लिए स्वीकार किया गया हो को इस विनियम में निर्दिष्ट तरीके से शोधित होगा।

आधुनिकीकरण व्यव उपरोक्तानुसार निर्दिष्ट विधि से शोधित होगा।

**अध्याय 5****प्रशुल्क ढांचा****24-प्रशुल्क के अवयव:****निर्दिष्ट ऊर्जा प्रभाव****निर्धारित किया जाएगा**

नियत लागत में निम्नलिखित अवयव होंगे -

- (क) लाभांश पर वापसी
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज
- (ग) मूल्यहास
- (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज और
- (ङ) परिवर्तन और अनुरक्षण व्यय

विचारित नहीं होगी





महीन होगी यदि वांछला आयत के मध्यम से प्राप्त किया गया हो।

अतिरिक्त विवरण, संबंधित महीने के बिलों के साथ प्रदान किया जाएगा

प्रदर्शित किया जाएगा

(6) अभिकर्मक की प्राप्ति लागत .

आधार पर किया जाएगा।

25-क्षमता (नियत) प्रभार

भी क्षमता प्रभार दथ नहीं होंगे

विद्युत को हटाने के पश्चात की क्षमता।

(ग) निश्चित शुल्कों के घटक।

1-लाभाश पर वापसी

जाएगी और इसकी अधिकतम सीमा 14% होगी

निम्नलिखित किसी

(ख) स्वतंत्र अधिनियमक प्रणाली (एफजीएमओ) परिचालन हो

(ग) डाटा टेलीमीटरी

(घ) भार प्रेषण केन्द्र तक संचार प्रणाली

(ङ) राज्य भार प्रेषण केंद्र की रिपोर्ट पर आधारित सुरक्षा प्रणाली के प्रवर्तन के बिना हो

परंतु यह भी कि जैसे ही और जब ऊपर वर्णित किसी आवश्यकता का विद्यमान उत्पादन गृह में अभाव पाया जाए जिसका आधार राज्य भार प्रेषण केंद्र की रिपोर्ट होगी तो आरओई में ऐसी अवधि के लिए, जिसे आयोग द्वारा निश्चित किया जायेगा, 1% तक कमी की जा सकती है।

**स्पष्टीकरण** परियोजना का धन जुटाने के लिए, उत्पादन कंपनी के फ्री रिजर्व से यदि कोई हो सृजित अंशपूजी जारी करने, आंतरिक ससाधनों से विनिधान करने के लिये उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त प्रतिकूल की भी अंशपूजी पर वापसी की गणना के प्रयोजन के लिए पेड अप पूजी के रूप में गणना की जाएगी परंतु ऐसी प्रतिकूल धनराशि और आंतरिक ससाधनों का प्रयोग वास्तव में उत्पादन कंपनी के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया जाए और अनुमोदित वित्तीय पैकेज का भाग रहे।

## 2-ऋण पूंजी पर ब्याज:

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज की गणना इस विनियमावली में इंगित प्रणाली से प्राप्त ऋणों पर ऋण-दार की जाएगी।

(ख) 1 अप्रैल, 2024 को बकाया ऋण को इस विनियमावली के अनुसार सकल ऋण माना जाएगा इसमें से 31 मार्च 2024 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संघयी पुनर्भुगतान को घटाया जाएगा। प्रशुल्क अवधि के दौरान किसी वित्तीय वर्ष के पुनर्भुगतान को उस वित्तीय वर्ष के लिए अनुमन्य मूल्यहास के बराबर समझा जाएगा।

परिसंपत्तियों के अ-पूजीकरण की दशा में, पुनर्भुगतान को अनुपात के आधार पर संघयी पुनर्भुगतान में समायोजित किया जाएगा और समायोजन ऐसी परिसंपत्ति के अ-पूजीकरण की तिथि तक वसूल किये गये संघयी मूल्यहास से अधिक नहीं होंगे।

(ग) ब्याज की दर प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में वास्तविक ऋण के आधार पर गणना किये गए ब्याज की भारित औसत दर होगी और तदनुसार प्रत्येक वित्तीय वर्ष के वास्तविक ऋण संविभाग के आधार पर समायोजित की जाएगी।

(घ) यदि किसी विशेष वित्तीय वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण नहीं है लेकिन भानक ऋण अभी भी बकाया है तो अंतिम नियंत्रण अवधि के वास्तविक ऋण संविभाग की भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

परंतु है कि यदि उत्पादन स्टेशन के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है यहा तक कि अंतिम नियंत्रण अवधि में भी उत्पादन कंपनी के ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया

परंतु यह भी कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना के लिए ऋण पर ब्याज दर जो उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई की वाणिज्यिक संचालन तिथि के बाद कमिशन की गई हो, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याजदर होगी और यदि वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो नहीं है तो उत्पादन कंपनी के ऋण पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याजदर पर विचार किया जाएगा और इसकी अधिकतम सीमा 14% होगी

परंतु यह भी कि दोनों परिदृश्यों में अर्थात् उत्पादन स्टेशन और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए यदि वास्तविक ऋण संविभाग की भारित औसत ब्याज दर विद्यमान नहीं है और यदि उत्पादन कंपनी के पास भी कोई वास्तविक ऋण नहीं है तो ऋण के लिए ब्याज दर को SBI के 1 वर्ष के MCLR के रूप में माना जाएगा जो प्रारंभिक वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को लागू है।

(ङ) उत्पादन कंपनी पुनः वित्त प्रबंध का प्रत्येक प्रयास करेगी जब तक कि इसका परिणाम लाभार्थियों के शुद्ध लाभ में न हो ऐसे पुनः वित्त प्रबंध की सहयुक्त लागत का वहन लाभार्थियों द्वारा किया जाएगा और शुद्ध बचत को लाभार्थियों और उत्पादन कंपनी में 50:50 के अनुपात में बांटा जाएगा। उक्त तथ्यों को सांविधिक संपरीक्षक द्वारा प्रमाणित किया जाएगा।

(च) ऋण के निबंधन और शर्तों में परिवर्तन को ऐसे पुनः वित्त-प्रबंधन की तिथि से प्रदर्शित किया जाएगा और लाभ को लाभार्थियों में वितरित किया जाएगा।

(छ) यदि उत्पादन कंपनी द्वारा किसी ऋण स्थगन अवधि का उपयोग किया जाए तो ऋण स्थगन के वर्षों के दौरान प्रशुल्क में दिए गए मूल्यहास को उन वर्षों के दौरान पुनर्भुगतान के रूप में माना जाएगा और तदनुसार ऋण पूंजी पर ब्याज की गणना की जाएगी।

(ज) यदि उत्पादन कंपनी ने समय के कुछ अंतराल के लिए जेप के पूर्ण प्रस्थापन पर बाजार को प्रवर्तित/परिवर्तनशील दर की सविज्ञा की है, तो बाजार की दर में ग्राहकों के परिणाम के उत्पादन कंपनी द्वारा मूल्यांकित किया जाएगा और यह पूर्ण प्रस्थापन सांख्यिक संपरीक्षक द्वारा संबंधित लाभ से प्रमाणित किया जायेगा और सुसंगत वित्तीय वर्ष के हानिता प्रभाव का एक परिणाम के लिए समायोजित किया जाएगा और इस कारण प्रशुल्क में परिवर्तन के लिए आयोजन से संबंधित क्रिये बिना ही लाभार्थी का लाभ दिया जाएगा

परंतु यह कि किसी विवाद की क्षिति में इस वेदाद का कोई भी 'अक्षर' समुचित अर्थान के साथ

की अवधि में रोका न जाए

परंतु यह भी कि बैंक और वित्तीय शुल्क का अलग से अनुमान किया जाएगा सत्यापन (True&up) के समय विवेकपूर्ण जांच के बाद।

### ३-मूलग्रहः

प्रशस्ती के प्रयोजन के लिए, मूल्यहास की गणना निम्न वर्गीकृत श्रेणी से की जाएगी आशंक

(क) मूल्यहास की गणना उत्पादन कंपनी या उसकी इकाई के वार्षिक परिचालन की तिथि से की जाएगी। यदि उत्पादन कंपनी की सभी इकाइयों के प्रशुल्क के लिए एक ही प्रशुल्क को निर्धारित किए जाने की आवश्यकता है तो उत्पादन कंपनी के वार्षिक परिचालन के प्रथम दो दिन से मूल्यहास की गणना की जाएगी और इसमें अलग अलग इकाइयों या उनके राज्य के मूल्यहास पर दिए गए विचार दिए जाएंगे।

परसक वाणिज्यिक परिचालन का प्रभावी दिन वाणिज्यिक पर्यन्तन के प्रारम्भिक दिनें और अन्त्यस्तन शु

विचार करके निकाला जाएगा.

(ख) आयोग द्वारा यथास्वीकृत प्रारम्भित लगान की मूल्यहास के अद्यतन के लिए मूल्य आधार की उत्पादन गृह की बहुत सी इकाइया की दशा में उत्पादन गृह की भारत प्रोत्साहित आयु लागू की जाये परिचालन के प्रधान वर्ष से ही मूल्यहास प्रभावी होय। एवं कक्षा भगा के लिए पाठ्य विषयों के परिचालन की दशा में मूल्यहास को अनुपातिक आधार पर व्हागित देना चाहिये।

(ग) परिसंपत्तियों की निरंतरण मूल्य की 10% समझौता जमानत और मूल्यहास परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक अनुमत्य होगा। यह पर धारित भूमि से भिन्न भूमि और किसी जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में जलमयता के लिए भूमि मूल्यहास के योग्य परिसंपत्ति नहीं होगी और परिसंपत्ति की मूल्यहास योग्य मूल्य की गणना करते समय पूंजीगत लागत से उसकी लागत को निकास दिया जाएगा।

परंतुक जलीय उत्पादन-गृह की दशा में बढ़े हुए निस्सरण मुख्य शायत्र के विकास के लिए राज्य सरकार के साथ विकासकर्ताओं द्वारा हस्ताक्षरित अनुबंध में गंभीर व्यवस्थित होगा।

के समान होंगी

परंतु यह भी कि आईटी उपकरण संप्रदाय और भूमित ५५५ के निरक्षण मूल्य के शून्य मान जायेगा और मूल्यहास के लिये परिसप्तियों के १००५ मूल्य पर विचार किया जाएगा।

(घ) नई परियोजना की स्थिति में मूल्यांकन के नगना दायित्व आधार पर की जाएगी जो इस विनियमावली के परिशेष-3 में चिह्नित दरों पर परिसंपत्ति की उपयोगी जीवन अवधि पर ऋजु रेखा प्रणाली आधारित होगी।

परंतु गृह को वाणिज्यिक परिवर्तन के प्रभावों से एक से 15 वर्ष की अवधि के पश्चात बंद होने वाले वष

परंतु यह भी कि उत्पादन गृह की कम क्षमता के कारण किसी हास की अनुमति कर दिया गया हो तो पश्चातवर्ती प्रक्रम पर उपयोगी आय और बढ़िकृत आय के दौरान अनुमति नहीं किया जाएगा।





रख

लिखें 10 अंश

बहु-उत्तर प्रश्न - 7)

2028-29	85.40
---------	-------

परन्तु यदि व्यय का आंशिक उपयोग किया गया हो तो उत्पादित राशि को आगामी वर्षों में संचालन और रखरखाव के कार्य की बर्तन हुई आशय्यता का पूरा करने के लिये प्रयोग की जा सकती है।

ग) 200/210/250/300/330, 500, 600, 650 मेगावाट और उससे ऊपर के सर्वा के संचालन वाले उत्पादन गृहों के लिए निम्नलिखित अनुसंधान और अनुसंधान व्ययों की भारत औसत कीमत को अपनाया जाएगा।

घ) परिवर्तन और अनुसंधान व्यय के भाग में मूल्य जिसमें विद्युत उत्पादन गृहों के लिए निम्नलिखित हैं प्रत्येक आदर्श प्रणाली द्वारा या अनुसंधान गृहों जो पूर्ववर्ती नियंत्रण अवधि में अनुसंधान व्यय पर आधारित हैं। इनमें 4.47% प्रति वर्ष की बढ़ि दर या कोई अन्य घटक जिसे आयोग द्वारा निर्धारित किया जा सकता है।

सांख्यिक उत्पादन गृहों के लिए निम्नलिखित अनुसंधान व्यय और पूर्णतः कल-पूर्व निवेश के बाद प्रत्येक से अनुसंधान व्यय का अनुमान।

परन्तु जल प्रसार संयंत्र की श्रेणी के आधार पर और जो न केवल जल उत्पादन की श्रेणी या राज्य सरकार/उपसरकारों के साथ जल संधितता और प्रणाली के लिए जल उत्पादन मंत्रालय द्वारा निर्धारित मानदंड के आधार पर उपर्युक्त जल पर निवेश के साथ के लिये प्रदान की जा सकती है।

परन्तु यह भी कि उत्पादन संयंत्रों का संचालन के समय उपर्युक्त जल-पूर्व निवेश का विवरण प्रस्तुत करना होगा जिनकी लागत 10 लाख रुपये से अधिक है साथ ही जिन तक प्रस्तुत करना होगा कि इनमें कोई भी खर्च नहीं किया गया और यह कि, जिनका होगा कि इनमें निवेश का प्रथम से विवरण प्रस्तुत नहीं किया गया है या आंतरिक पुनर्विचार या मॉडल और कल-पूर्व निवेश का मॉडल और अनुसंधान और अनुसंधान के रूप में दावा नहीं किया गया है।

घ) कोई भी आंतरिक निवेश व्यय जो उत्पादन कंपनी द्वारा कानून में किसी परिवर्तन के कारण किया गया हो उसे पर प्रत्येक के संचालन के लिये व्यय के समय विचार किया जाएगा।

परन्तु ऐसे प्रभाव को केवल तब अनुमति दी जाएगी जब तक कि इसमें कानून में परिवर्तन का कुल प्रभाव 5% से अधिक हो जो परिवर्तन के लिए अनुसंधान सामान्य O&M खर्चों का हो।

घ) राज्य सरकार द्वारा स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी के मामले में वेतन या वेतन संशोधन के कार्यान्वयन के कारण होने वाला प्रभाव की प्रत्येक के संचालन के समय अनुमति दी जाएगी।

ज) कोयला या लिग्नाइट आधारित लघु उद्योग स्तरों में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के संचालन और रखरखाव खर्चों का स्थायी पूंजीगत व्यय (IIC और IIC) को छोड़कर) का 2% भाग जाएगा जो इसके संचालन की लागत पर आधारित होगा और इस प्रत्येक अवधि के दौरान 31 मार्च 2029 तक वार्षिक रूप से 52% की दर से बढ़ाया जाएगा।

परन्तु निष्पक्ष या अन्य उत्पादों की बिक्री से उत्पन्न आय को संचालन और रखरखाव खर्चों से घटा दिया जाएगा।

अ) इस विनियमावली के प्रारंभ की तिथि के या उत्तक प्रस्ताव वाणिज्यिक परिचालन के अधीन घोषित जलीय उत्पादन गृहों की दृष्टि में आधारभूत परिवर्तन और अनुसंधान व्ययों को मूल परियोजना लागत के 3.50% और 5.0% पर नियंत्रित किया जाएगा। इसमें पुनरुद्धार और पुनर्स्थापन कार्यों की लागत सम्मिलित नहीं है। यह 200 मेगावाट से कम की परियोजनाओं के गृहों के वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष और क्रमशः 200 मेगावाट से अधिक क्षमता के गृहों के लिए होगी और प्रस्तावित वर्षों के लिए 6.64% प्रति वर्ष की वार्षिक वृद्धि के अधीन होगी।

कार्यशील पूँजी का वर्ष वार  
 १०० प्रतिशत प्राप्त नहीं है और अतिरिक्त  
 १०० प्रतिशत के लिये दाव नहीं किया  
 गया है।

#### 5- कार्यशील पूँजी पर ब्याज

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों के लिये  
 निम्नलिखित सम्मिलित किये जायेंगे।

१. उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय तथा सुदूरवर्ती  
 २. उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता लक्ष्य के  
 अनुरूप हो या अधिकतम कोयला स्टॉक भण्डारण क्षमता जो भी कम हो।

३. उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो अधिकतम भुगतान।  
 ४. उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो एक से  
 ५. उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो एक से अधिक ईंधन तेल भण्डार की  
 लागत

(iv) एक माह के लिए परिचालन एवं अनुरक्षण व्यय विनियम 25(3)(d) के अनुसार,

v) परिचालन और अनुरक्षण व्यय का 20% की दर से अनुरक्षण कलपुर्जों,

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।  
 उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।  
 उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप हो

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

1v) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए एक महीने का संयंत्र और रखरखाव खर्च,

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

(i) एक मास के लिए परिचालन और अनुरक्षण व्यय,

ii) परिचालन और अनुरक्षण व्यय का 15% की दर से कलपुर्जों का अनुरक्षण, और

iii) वार्षिक नियत लागत का 45 दिन के बराबर प्राप्य।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।

उत्तर प्रदेश अन्तर्धान मजदूरों की लम्बाय जो उपलब्धता पर आगमित विद्युत की  
 माली के लिए कलपुर्जों प्रसार।



5-यदि दिन प्रतिदिन परिवहन के दौरान कंडे क्षमता रह जाती है तो राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्य के सभी लाभार्थियों और अन्य राज्यों/क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्रों का इस प्रकार परामर्श देगा कि ऐसी क्षमता की द्विपक्षीय व्यवस्था के माध्यम से प्रयुक्त हो सके। यह व्यवस्था संबंधित उत्पादन कंपनी या संबंधित लाभार्थी (लाभार्थियों) के साथ राज्य भार प्रेषण केन्द्र को सूचित करके की जाएगी।

6-(क) थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के लिए कुल क्षमता अतिरिक्त शुल्क और जलविद्युत जनरेटिंग स्टेशन के लिए कुल शुल्क उसके लाभार्थियों द्वारा उनके संबंधित प्रांतीय हिस्से उत्पादन स्टेशन की क्षमता से आवंटन के अनुसार साझा किया जाएगा, किसी थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के लिए एक कैलेंडर माह के लिए देय क्षमता शुल्क निम्नलिखित सूत्र के अनुसार गणना किया जाएगा-

$$\begin{aligned}
 CC1 &= (AFC/12) (PAF1/NAPAF) \quad (AFC/12) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC2 &= [(AFC/6)(PAF2/NAPAF) (AFC/6)] - CC1 \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC3 &= [(AFC/4) (PAF3/NAPAF) (AFC/4)] - (CC1+CC2) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC4 &= [AFC/3 (PAF4/NAPAF) (AFC/3) - (CC1+CC2+CC3) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC5 &= [AFC \times 5/12 (PAF5/NAPAF) (AFC \times 5/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC6 &= [AFC/2 (PAF6/NAPAF) (AFC/2) - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC7 &= [AFC \times 7/12 (PAF7/NAPAF) (AFC \times 7/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC8 &= [AFC \times 2/3 (PAF8/NAPAF) (AFC \times 2/3)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC9 &= [AFC \times 3/4 (PAF9/NAPAF) (AFC \times 3/4)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC10 &= [AFC \times 5/6 (PAF10/NAPAF) (AFC \times 5/6)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC11 &= [AFC \times 11/12 (PAF11/NAPAF) (AFC \times 11/12)] - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9+CC10) \text{ की सीमा के अधीन} \\
 CC12 &= [AFC (PAF12/NAPAF) (AFC) - (CC1+CC2+CC3+CC4+CC5+CC6+CC7+CC8+CC9+CC10+CC11)] \text{ की सीमा के अधीन}
 \end{aligned}$$

जहाँ,

पीएफसी- वर्ष के लिए थर्मल जनरेटिंग स्टेशन या इसके उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए निर्दिष्ट वार्षिक निश्चित लागत, जो रुपए में होगी, जैसा कि मामला हो

एनपीएफ-मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक प्रतिशत में

पीएफएम-मास के आखिर तक प्राप्त प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता घटक

पीएफवाई-वर्ष के दौरान प्राप्त प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता घटक 'क्रमशः प्रथम द्वितीय तृतीय चतुर्थ पाचवे छठे सातवें आठवें नवें दसवें ग्यारहवें और बारहवें मास के लिए क्षमता के प्रसार,

सीसी-1 सीसी-12 (क्रमशः प्रथम द्वितीय तृतीय चतुर्थ पाचवे छठे सातवें आठवें नवें दसवें ग्यारहवें और बारहवें मास के लिए क्षमता प्रसार)

(ख, विशिष्ट मास के अंत तक पीएफएम या पीएफवाई निम्नलिखित सूत्र के अनुसार निकाला जाएगा

$$\text{पीएफएम या पीएफवाई} = 10000 \times \sum DCi / (N \times CC \times (100 - AUX))$$

1-1

जहाँ

AUX = मानकीय सहायिकीय ऊर्जा उपयोग प्रतिशत में।

DCi- औसत घोषित क्षमता (महत्त्वपूर्ण तारों की मर्यादा में) मास के विशिष्ट दिनों के लिए अर्थात् यथास्थिति मास या वर्ष दिन के अवसान पर संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा यथा प्रमाणित

(C) - उत्पादन स्टेशन की संचालक क्षमता

N - अवधि के दौरान दिनों की संख्या

टैपिंगी डी सी आई और सी सी में उत्पादन इकाइयों की औद्योगिक परिवर्तन व अधिन धारित  
जाएगा

7 (क) जलीय उत्पादन के क्षमता प्रभाव का भुगतान (प्रतिस्तरण का सम्मिलित करते हुए) लाभार्थी

में किया जाएगा और निम्नलिखित के बराबर होगा

$AFC \times 0.5 \times NDM \times NDY \times (PAFM \times NPAF)$  रूप में  
जहाँ

AFC - वर्ष के लिए निर्धारित वार्षिक नियत लागत (रुपयों में)

NPAF - मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक (प्रतिशत में)

NDM - माह में दिनों की संख्या

NDY - वर्ष में दिनों की संख्या

PAFM - माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक (प्रतिशत में)

(ख) विशेष मास के अंत तक खंड की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी

$$\text{पीएफएम} = 10000 \times \sum DCI / (N \times CC \times (100 - AUX))$$

1-1

जहाँ

AUX = मानकीय सहायीय ऊर्जा उपभोग (%) में

DCI = मास के विशेष दिन के लिए घोषित क्षमता ( महा सहायक भारों पर मेगावाट में) जिसे विद्युत  
गृह कम से कम तीन घंटे बनाये रखे जायें दिन के अवसान पर नोटल भार प्रेषण कंड द्वारा प्रेषित है।

(C) = उत्पादन स्टेशन की संचालक क्षमता

N = माह में दिनों की संख्या

8-उत्पादन कंपनी प्रत्येक सितंबर और मार्च के माह में इस विनियमावली के परिशिष्ट 1 में यथा  
निर्दिष्ट लागत व्यय और परिवर्तन का हटा प्रस्तुत करेगी।

28-तापीय उत्पादन गृहों के परिवर्तन के मानक

(एक) पूर्ण क्षमता (नियत) प्रभाव की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता (एन पी ए एफ)

(क) उप खंड (ख) के अधिन आकादित को छोड़कर सभी तापीय विद्युत उत्पादन गृह - 85%॥

परंतु उन उत्पादन स्टेशनों के लिए जिन्होंने 31.03.2024 तक (व्यापारिक परिवर्तन तिथि) सीआईडी 30  
साल पूरे कर लिए हैं निर्धारित शुल्क की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता 83 कर दी जाएगी।

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	लक्ष्य उपलब्धता
1	ओबरा- बी टी पी एस	80%

19-वर्षी 1

होगी। शून्य उपलब्धता पर कोई भी क्षमता प्रभाव देय नहीं होगा

20-वर्षी 2

गणना के प्रयोजन के लिए विचार किया जाएगा

**टिप्पणी-3** तापीय समर्थित अनुदेश की दशा में क्षमता नियत प्रभार उपलब्धता के आधार पर देय होंगे

**(चौ) प्रोत्साहन के लिए लक्ष्य संयंत्र भार घटक**

(क) समय-समय पर विभिन्न आवेशों के माध्यम से आयोग द्वारा परिभाषित शीड टिन के समर 1 घंटा के दौरान 15 मिनट के ब्लॉक के आधार पर प्रोत्साहन नीति दिए गए खंड (ख) के अनुसार को छोड़कर उस 15 मिनट के ब्लॉक के दौरान मासिक रूप से देय होगा

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	लक्ष्य पी एल एफ
1	ओबरा- बी. टी. पी. एस.	80%
2	हरदुआगज इकाई - 7,	65%

परंतु उन उत्पादन स्टेशनों के लिए जिन्होंने 31.03.2024 तक सी ओ डी (वारिज्यिक परिचालन तिथि) 30 साल पूरे कर लिए हैं प्रोत्साहन के लिए लक्ष्य संयंत्र उदभार गुणक 83% कर दिया जाएगा

**(तीन) सकल गृह उष्मा दर ( जी एस एच आर )**

(क) उप खंड (ख) के अधीन आच्छादित के सिवाय उन कोयलों पर आधारित तापीय विद्युत उत्पादन गृह के मामले में जिनको न दिनांक 01.04.24 के पूर्व सी ओ डी प्राप्त कर ली है

200 मेगावाट के सेट के नीचे	200 / 210 / 250 / 300 / 330 / 350 मेगावाट के सेट	500 मेगावाट	500 मेगावाट के सेट के ऊपर
2840 किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा	2430 किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा	2390 किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा	2270 किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा

**टिप्पणी -1** 500 मेगावाट और उससे ऊपर की इकाइयों के संबंध में जहां बॉयलर फीड पंपों की विद्युत से परिचालित किया जाता है सकल गृह उष्मा दर ऊपर इंगित की तुलना में 40 किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा होगी

**टिप्पणी -2** जिन उत्पादन गृहों में 200 / 210 / 250 / 300 / 330 / 350 मेगावाट के सेटों और 500 मेगावाट और ऊपर के सेट का संयोजन है मानकीय सकल गृह उष्मा दर संयोजनों का भारित औसत सकल गृह उष्मा दर होगी।

(ख)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	जी एस एच आर
1	ओबरा- बी. टी. पी. एस.	2755
2	हरदुआगज (इकाई - 7)	2625

(ग) कोयले पर आधारित नये तापीय विद्युत उत्पादन गृह जिनका सीओडी दिनांक 01.04.2024 या उसके पश्चात है

सकल गृह उष्मा दर-1045 X डिजाइन उष्मा दर ( किलो कैलोरी / किलो वाट घंटा)

जहाँ उत्पादन इकाई के डिजाइन उष्मा दर का तात्पर्य 100% एम सी आर शर्तों पर आपूर्तिकता द्वारा गारंटी दी गई इकाई उष्मा दर से है वहां शून्य प्रतिशत कमी पूर्ति डिजाइन कोयला और डिजाइन शीतल जल का तापमान / - पृष्ठ दबाव पर ध्यान दिया जाएगा

परंतु डिजाइन उष्मा दर निम्नलिखित अधिकतम डिजाइन से अधिक नहीं होगी इकाई की उष्मा दरें इकाई के दबाव और तापमान रेटिंग्स पर आधारित होते हैं।

संख्या /	1	2	3	4	5	6	7
संख्या 2							
एच एच	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	600/600

संख्या 3							
संख्या 4							
संख्या 5							
संख्या 6							
संख्या 7							
संख्या 8							
संख्या 9							
संख्या 10							
संख्या 11							
संख्या 12							
संख्या 13							
संख्या 14							
संख्या 15							
संख्या 16							
संख्या 17							
संख्या 18							
संख्या 19							
संख्या 20							
संख्या 21							
संख्या 22							
संख्या 23							
संख्या 24							
संख्या 25							
संख्या 26							
संख्या 27							
संख्या 28							
संख्या 29							
संख्या 30							
संख्या 31							
संख्या 32							
संख्या 33							
संख्या 34							
संख्या 35							
संख्या 36							
संख्या 37							
संख्या 38							
संख्या 39							
संख्या 40							
संख्या 41							
संख्या 42							
संख्या 43							
संख्या 44							
संख्या 45							
संख्या 46							
संख्या 47							
संख्या 48							
संख्या 49							
संख्या 50							
संख्या 51							
संख्या 52							
संख्या 53							
संख्या 54							
संख्या 55							
संख्या 56							
संख्या 57							
संख्या 58							
संख्या 59							
संख्या 60							
संख्या 61							
संख्या 62							
संख्या 63							
संख्या 64							
संख्या 65							
संख्या 66							
संख्या 67							
संख्या 68							
संख्या 69							
संख्या 70							
संख्या 71							
संख्या 72							
संख्या 73							
संख्या 74							
संख्या 75							
संख्या 76							
संख्या 77							
संख्या 78							
संख्या 79							
संख्या 80							
संख्या 81							
संख्या 82							
संख्या 83							
संख्या 84							
संख्या 85							
संख्या 86							
संख्या 87							
संख्या 88							
संख्या 89							
संख्या 90							
संख्या 91							
संख्या 92							
संख्या 93							
संख्या 94							
संख्या 95							
संख्या 96							
संख्या 97							
संख्या 98							
संख्या 99							
संख्या 100							

## अधिकतम बनावट इकाई उष्मा दर (किलो कैलोरी / किलोवाट घंटा)

संख्या 1	20	22	24	26	28	30	32
संख्या 2							
संख्या 3							
संख्या 4							
संख्या 5							
संख्या 6							
संख्या 7							
संख्या 8							
संख्या 9							
संख्या 10							
संख्या 11							
संख्या 12							
संख्या 13							
संख्या 14							
संख्या 15							
संख्या 16							
संख्या 17							
संख्या 18							
संख्या 19							
संख्या 20							
संख्या 21							
संख्या 22							
संख्या 23							
संख्या 24							
संख्या 25							
संख्या 26							
संख्या 27							
संख्या 28							
संख्या 29							
संख्या 30							
संख्या 31							
संख्या 32							
संख्या 33							
संख्या 34							
संख्या 35							
संख्या 36							
संख्या 37							
संख्या 38							
संख्या 39							
संख्या 40							
संख्या 41							
संख्या 42							
संख्या 43							
संख्या 44							
संख्या 45							
संख्या 46							
संख्या 47							
संख्या 48							
संख्या 49							
संख्या 50							
संख्या 51							
संख्या 52							
संख्या 53							
संख्या 54							
संख्या 55							
संख्या 56							
संख्या 57							
संख्या 58							
संख्या 59							
संख्या 60							
संख्या 61							
संख्या 62							
संख्या 63							
संख्या 64							
संख्या 65							
संख्या 66							
संख्या 67							
संख्या 68							
संख्या 69							
संख्या 70							
संख्या 71							
संख्या 72							
संख्या 73							
संख्या 74							
संख्या 75							
संख्या 76							
संख्या 77							
संख्या 78							
संख्या 79							
संख्या 80							
संख्या 81							
संख्या 82							
संख्या 83							
संख्या 84							
संख्या 85							
संख्या 86							
संख्या 87							
संख्या 88							
संख्या 89							
संख्या 90							
संख्या 91							
संख्या 92							
संख्या 93							
संख्या 94							
संख्या 95							
संख्या 96							
संख्या 97							
संख्या 98							
संख्या 99							
संख्या 100							

परन्तु इस भी के साथ ही इस नमूने के आधार पर निर्धारित अधिकतम डिजाइन इकाई उष्मा दर पर विचार किया जाएगा,





शुष्क शक्ति प्रणाली का प्रकार

[सकल उत्पादन का प्रातिशत,

समानित युक्त

को पूर्ण करने वाली टरबाइन हों और स्वस्थानिक वायु टावर हों

(ख)

क्रम संख्या	सह-साधक का नाम	सहायिकी
1	ओवरस- बी टी पी एस	97
2	हरदुआयज (इकाई 7)	95

(घ) आंशिक भार परिनियंत्रण के लिए प्रोटेक्टर-

उद्धार संचालन को थ्रिड कोड के अनुसार संचालन मानदंडों में परिवर्तन के लिए मूल्यांकन दिया जा सकता है

क्षमता के मानदंड

प्रौद्योगिकी का नाम

1 सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए

गैस टू गैस हीटर के बिना

प्रणाली

(c) डाई ऑक्सीडेशन प्रणाली (संश्लेषण) | कुछ नहीं या शून्य वाइकरोनट का उपयोग करता है।

(d) सोएफबीसी पावर प्लांट के लिए (भर्तृ 2 (वजन) | कुछ नहीं या शून्य

(e) समुद्री जल आधारित एकत्रीकृत प्रणाली के कुछ नहीं या शून्य गैस टू गैस हीटर के बिना

2 नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए

(b) चयनात्मक उत्प्रेरक परत

कुछ नहीं या शून्य

परंतु जहाँ तक संभव हो प्रणाली गैस टू गैस हीटर के साथ स्थापित की जाती है वहाँ ऊपर निर्दिष्ट At Xen की सकल उत्पादन के 0.20% तक दिया जाएगा

b. अभिकर्मकों की खपत के मानदंड

(i) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए विशेष अभिकर्मकों की सामान्य खपत निम्नलिखित के अनुसार होगी

a) गैला यूना आधारित फ्लू गैस डीसल्फ्यूरेशन (एफडीडी, प्रणाली के लिए विशिष्ट यूना खपत की (t/kWh) निम्नलिखित सूत्र द्वारा गणना की जाएगी

$$K \times \text{मानक ऊष्मा दर (kcal/kWh)} \times \text{मथले का सल्फर प्रतिशत} / \text{CVPF (kcal/Kg)} \times 100 \quad [851 P]$$

जहां

CVPF -

A, कोयले आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में कोयले का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति जिसकी इन नियमों के तहत नियम 25(7), के अनुसार गणना की गई है

(B) लिग्नाइट आधारित थर्मल जनरेशन स्टेशनों के लिए लिग्नाइट का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति जो प्राप्त लिग्नाइट के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में है जैसा लागू हो।

LP = चूना पत्थर प्रतिशत में

परंतु K का मान  $(35.2 \times \text{डिजाइन SO}_2 \text{ हटाने की दक्षता } 96\%)$  के बराबर होगा ताकि SO<sub>2</sub> उत्सर्जन मानक 100/200 मिलीग्राम N<sub>m</sub><sup>3</sup> का पालन किया जा सके या  $(26.8 \times \text{XfMtkbu SO}_2 \text{ हटाने की दक्षता } 73\%)$  उन इकाइयों के लिए होगा जो SO<sub>2</sub> उत्सर्जन मानक 600 मिलीग्राम N<sub>m</sub><sup>3</sup> का पालन करती हैं

परंतु यह भी कि चूने की शुद्धता 85 से कम नहीं होनी चाहिए।

(इ) चूना से संश्लेषित या अर्धशुद्ध पलू गैस डीसल्फ्यूरिजेशन (एफजीडी, प्रणाली के लिए विशिष्ट चूने की खपत को चूने की न्यूनतम शुद्धता (एलपी) के आधार पर  $[6 \times 90 \text{ LP}] \text{ g/kWh}$  के सूत्र से आगणित किया जाएगा

(व) ड्राई सोर्बेंट इजेक्शन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करते हुए), सोडियम बाइकार्बोनेट की विशिष्ट खपत 100: शुद्धता पर 12 g/kWh होगी।

(क) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी (भट्टी इजेक्शन) आधारित उत्पादन स्टेशन के लिए सीएफबीसी आधारित उत्पादन स्टेशन (भट्टी इजेक्शन) के लिए विशिष्ट चूने की खपत की निम्नलिखित सूत्र से गणना की जाएगी:

$$[62.9 \times S \times \text{SHR}/\text{CVPF}] \times [85/\text{LP}]$$

जहां

S = सल्फर का प्रतिशत,

LP = चूने की शुद्धता प्रतिशत में

SHR = सकल स्टेशन हीट रेट, बॉसघी में,

CVPF - (a, लिग्नाइट आधारित थर्मल जनरेशन स्टेशनों के लिए प्राप्त लिग्नाइट का भारित औसत सकल ऊष्माशक्ति, kcal/kg में,

(e) समुद्री जल आधारित पलू गैस डीसल्फ्यूरिजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिए समुद्री जल आधारित पलू गैस डीसल्फ्यूरिजेशन (ebsv) प्रणाली में प्रयुक्त प्रतिक्रियाशील पदार्थ शुन्य होगा।

(ii) नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिए विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए अभिकर्मकों की मानक खपत निम्नलिखित होगी

(a) चयनात्मक गैर-उत्प्रेरक पराभव (एसएनसीआर) प्रणाली के लिए एसएनसीआर प्रणाली की विशिष्ट यूरिया खपत 100: यूरिया की शुद्धता पर 1.2 इ प्रति गै होगी।

(b) चयनात्मक उत्प्रेरक पराभव (एससीआर) प्रणाली के लिए एससीआर प्रणाली की विशिष्ट अमोनिया खपत 100: अमोनिया की शुद्धता पर 0.8 इ प्रति गै होगी।

**29-जल विद्युत उत्पादन गृहों के लिए मानक:**

(एक) पूर्ण क्षमता प्रभावों की वसूली के लिए वार्षिक मानक संयंत्र उपलब्धता गुणक

(क) 8% तक के पूर्ण जलाशय स्तर और न्यूनतम जल सिंचित स्तर के मध्य भिन्नता वाले जल संग्रह और सरोवर युक्त संयंत्र और जहां संयंत्र उपलब्धता तलछट के कारण प्रभावित नहीं होती है 90%.

(ख) जल संग्रह और सरोवर युक्त संयंत्रों की स्थिति में जहां पूर्ण जलाशय स्तर और न्यूनतम जल स्तर के मध्य अंतर 8% से अधिक है और जब संयंत्र की उपलब्धता तलछट से प्रभावित न होती हो तो मासिक आधार पर उच्चतम क्षमता वाले गृहों के लिए जैसा कि परियोजना प्राधिकारियों द्वारा बीपीआर में दिया गया है (सीईए या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित) एनएपीएफ के निर्धारण के लिए आधार होगा :

(ग) सरोवर युक्त संयंत्रों के लिए जहां संयंत्र उपलब्धता तलछट से अत्यधिक प्रभावित होती है 85%

(घ) सरोवर रहित संयंत्रों की स्थिति में एनएपीएफ का निर्धारण संयंत्र के आधार पर किया जाएगा जो 10-दिवस डिजाइन ऊर्जा डाटा पर आधारित होगा और पिछले अनुभव के आधार पर उपान्तरण किया जाएगा जहां कहीं यह उपलब्ध या सुसंगत हो.

निष्पत्ति] 1. 8. 2024 को प्रमाणित किया गया।

को देय नहीं होगा।

टिप्पणी] 2. 4. 2024 को प्रमाणित किया गया।

3. 4. 2024 को प्रमाणित किया गया।

की जिम्मेदारी होगी, जो शीर्ष घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशन से दी जाएगी।

(दो) सहायिकी ऊर्जा उपभोग (एयूएक्स)

गृह की श्रेणी

एयूएक्स (उत्पादित ऊर्जा का )

वाह्य रूप

घूर्णन अर्जन

0.7

स्थैतिक अर्जन

1.0

आंतरिक रूप

30- ऊर्जा प्रसार

(एक) कायला चालित तापीय उत्पादन गृह

स्थान तक निम्नलिखित सूत्र के अनुसार निर्धारित की जाएगी।

« (SHR X SRC X CASE X LPR 10) (100- (ALX + ALXc))

(100& ALX))

supplementary ECR = (Δ ECR) [(SRC X LPR 10) (100- (ALX + ALXc))]

जहां

ALX

ALXc

(क) यथाप्राप्त कोयले की भारित औसत सकल कैलोरीफिक वैल्यू 85 किलो कैलोरी प्रति ग्राम से कम कोयले पर आधारित गृहों के लिए किलो कैलोरी

CCVPE

(ख) यथाप्राप्त प्राथमिक ईंधन की भारित औसत सकल कैलोरीफिक वैल्यू किलो कैलोरी प्रतिग्राम में, जैसा भूरे कोयले पर आधारित गृहों के लिए लागू है।

(ग) विभिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण की स्थिति ने प्राथमिक ईंधन की भारित औसत सकल कैलोरीफिक मुल्य को मिश्रण के अनुपात के समानुपात में प्राप्त किया जाएगा।

CASE

ECR

ऊर्जा प्रसार दर रुपये में प्रति किलो वाट घंटा

SHR

LC

मानकीय घूने का उपभोग किलो ग्राम प्रति किलो वाट घंटा में

LPI

(ई सी आर)

के परिशिष्ट-1 में विहित फार्म में सूचित किया जाएगा।

(तीन) कोयले की उत्तरादी समेत लागत—

कोयला खदान दूरस्थ विद्युत गृह	0.2%
कोयला खदान दूरस्थ विद्युत गृह	0.6%
कोयला खदान दूरस्थ विद्युत गृह	100%

अधिक परिग्रहण साधन का उपयोग करते हुए जिसमें कई पुनर्वाहन शामिल हैं।

कायो में सम्मिलित माना जाएगा

परगमन और संचालन हानियाँ लागू होंगी।

गैर- गर्त मुहाना स्टेशनों के लिए लागू परगमन और संचालन हानियाँ लागू होंगी।

भी कम हो गणना की जाएगी

(चार) वैकल्पिक कोयला आपूर्ति की लागत-

वैकल्पिक स्रोत के उपरांत की अनुमति विद्युत-गृह को दी जाएगी

(5) के अनुसार संचालित ईंधन के आधार मूल्य के 30% से अधिक नहीं होगा, या

देता है तो सम्भाव्य उत्पादक को स्थायी प्रभारों के मुक्तान के लिए उत्तरदायी होगा।

(1) (ग)

सकें

(पाँच) तापीय उत्पादन गृहों के लिए आधार ऊर्जा प्रभार दर

(छ) जलीय उत्पादन-गृहों के लिए ऊर्जा प्रभार-

प्रभार होंगे

किलोवाट घंटा में) ₹ (100-एफईएचएस)×100

(ख) एक्स विद्युत संयंत्र आधार पर ऊर्जा प्रभार दर (इसीआर) रुपये में प्रति किलोवाट घंटा का निर्धारण निम्नलिखित सूत्र के अनुसार दशमलव के तीन अंक तक उप खंड (ग) के उपबंधों के अधीन किया जाएगा।

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / \{DE \times 100 - AUX\} \times \{100 - FEHS\}$$

जहाँ

DE = नीचे उप खंड (घ) में उपबंध के अधीन रहते हुए जलीय उत्पादन गृह के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक डिजाइन ऊर्जा।

FEHS = गृह राज्य के लिए मुफ्त ऊर्जा प्रतिशत में और यह 12 या वास्तविक जो भी कम हो होगी

परंतु उन मामलों में जहाँ जलीय परियोजना का स्थल राज्य सरकार द्वारा विकासकर्ता को दिया जाए जिसके लिए प्रतिस्पर्धी बोली की पारदर्शी प्रक्रिया अपनाई जाए वहां मुफ्त ऊर्जा 12% होगी

(ग) यदि जलीय उत्पादन गृह द्वारा वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक कुल ऊर्जा उन कारणों से डिजाइन ऊर्जा से कम है जो उत्पादन गृह के नियंत्रण से परे हैं तो उत्पादन कंपनी द्वारा दाखिल आवेदन पर आपूर्ति के आधार पर निम्नलिखित प्रक्रिया अपनाई जाएगी-

यदि उत्पादन गृह के वाणिज्यिक परिवर्तन के दिन से 10 वर्ष के भीतर ऊर्जा में कमी प्रारंभ हो जाती है तो ऊर्जा कमी के वर्ष से अगले वर्ष के लिए ई सी आर की गणना उप खंड (ख) में विनिर्दिष्ट सूत्र के आधार पर इस उपांतर के साथ की जाएगी कि वर्ष के लिए डी ई कमी के वर्ष के दौरान उत्पादित वास्तविक ऊर्जा के बराबर समझी जाएगी ऐसा तब तक होगा जब तक पिछले वर्ष के ऊर्जा प्रभार की कमी को पूरा न कर दिया जाए सत्प्रचारा सामान्य ई सी आर लागू होगा।

परंतु यदि जलीय उत्पादन गृह से वास्तविक उत्पादन जल विज्ञान गुणक के कारण 4 वर्ष की अनवरत आपूर्ति के लिए डिजाइन ऊर्जा से कम है तो उत्पादन गृह सुसंगत जल विज्ञान डाटा के साथ सी ई ए से स्टेशन की डिजाइन ऊर्जा के पुनरीक्षण के लिए सम्पर्क करेगा।

(घ) यदि उप खंड (ख) के अनुसार संगणित किसी जलीय उत्पादन गृह की ऊर्जा प्रभार दर (आईसीआर) एक से तीस पैसा 130 किलोवाट घंटा से अधिक है और वर्ष में वास्तविक विक्रय योग्य ऊर्जा  $(DEX \times 100 - AI \times X) \times \{100 - FEHS\} / 1000$  MWh से अधिक है तो उपर्युक्त से अधिक ऊर्जा का बिल एक से तीस (130) पैसा प्रति किलोवाट की दर से ही होगा।

31 पंप पोषित जलीय उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता शून्य और ऊर्जा शुल्क की गणना और भुगतान:

पंप पोषित जलीय उत्पादन स्टेशन को कैलेंडर महीने के 20 देय क्षमता शुल्क होगा  $(AFC \times NDM \times NDY)$  (रुपये में)

यदि महीने के दौरान वास्तविक उत्पादन पंपिंग ऊर्जा के 75 या उससे अधिक है जो स्टेशन ने महीने के दौरान खपत की है और

$[AFC \times NDM \times NDY \times \{महीने के दौरान शीर्ष घटों में वास्तविक उत्पादन / महीने के दौरान स्टेशन द्वारा खपत की गई पंपिंग ऊर्जा का 75\%\}]$  (रुपये में)।

यदि महीने के दौरान वास्तविक उत्पादन पंपिंग ऊर्जा के 75% से कम है जो स्टेशन ने महीने के दौरान खपत की है

जहाँ

AFC = वर्ष के लिए निर्धारित वार्षिक निश्चित लागत, रुपये में

NDM = महीने में दिनों की संख्या

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या

परंतु वर्ष के अंत में वास्तविक उत्पादन और स्टेशन द्वारा वर्ष के दौरान खपत की गई पंपिंग ऊर्जा के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

1 ऊर्जा शुल्क हर लाभार्थी द्वारा उस कुल ऊर्जा के लिए देय होगा जो लाभार्थी को आपूर्ति की जानी है डिजाइन ऊर्जा के अतिरिक्त और पंपिंग द्वारा निचले जलाशय से उच्च जलाशय में पानी पंप करने में खपत की गई ऊर्जा का 75% उस महीने के दौरान 20 पैसे प्रति kWh की औसत ऊर्जा शुल्क दर पर, यदि कोई हो कैलेंडर महीने में, एक्स-ऊर्जा संयंत्र आधार पर।

2 महीने के लिए उत्पादन कंपनी को देय ऊर्जा शुल्क होगा  $= 0.20 \times \{महीने के लिए निर्धारित ऊर्जा (ex-bus kWh में) - महीने के लिए डिजाइन ऊर्जा (DEm), पंपिंग द्वारा महीने के दौरान निचले जलाशय से$

के लिए महीने के लिए निर्धारित ऊर्जा MWh में

होगा,

परंतु यह भी यदि पानी को निचले जलशय से उच्च जलशय में पंप करने के लिए ऊर्जा उत्पन्न

संबंधित आवंटन के अनुपात में, लाभार्थियों द्वारा देय होगा

जाएगा

शुल्क को यथानुपात आधार पर इस प्रकार समायोजित किया जाएगा

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$$

जहाँ

(ACC)कर - समायोजित वार्षिक क्षमता शुल्क

(ACC) R - प्राप्त वार्षिक क्षमता शुल्क

शामिल हैं

घोषणा करनी होगी दिन के सभी समय ब्लॉकों के लिए

#### अध्याय -7

### अनुसूचीकरण, लेखा बिलिंग और भुगतान

#### 32-अनुसूचीकरण

अनुसूची नहीं बनाई जाएगी।

का अप्रयोग सम्मिलित है

चाहिये

लेना शुरू करें।

शेष मात्रा का उपयोग

इस प्रकार किया जा

सकता है कि निम्नलिखित

प्रकार के उपयोग

प्रयोग में इन गृहों का पूर्ण योगदान रहे।

### 33-घोषित क्षमता का प्रदर्शन

प्रदर्शन करने वाले

को 1 कि. मी.

प्रदर्शन करने वाले

दिए जाएंगे।

2 कि. मी. में

को 1 कि. मी. में प्रदर्शन

को 1 कि. मी. में प्रदर्शन

गुणा किया जाएगा।

3 कि. मी. में

गुणा 1 कि. मी. में

का स्तर और जल बिखराव द्वारा परिवर्तन

### 34-मीटरिंग तथा लेखा-जोखा

मीटरिंग

मीटरिंग

मिटरिंग

मिटरिंग

मीटरिंग

मीटरिंग

मीटरिंग

मीटरिंग

मीटरिंग

आयोग (डी एस एम) विनियमावली अधिसूचित न हो जाये

### 35-बिलिंग एवं प्रमारों का भुगतान

द्वारा किया जाएगा और लाभार्थियों द्वारा भुगतान सीधे उत्पादन कंपनी को किया जाएगा।

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार

गई हो, वे बिल प्रस्तुत करने के वैध तरीके के रूप में

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार

परिवर्तन को उसी रीति से संसूचित किया जाएगा।

### 36-आवेदन फीस और सार्वजनिक प्रमारों की वसूली

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार

नियमों के अनुसार



यदि विद्युत शुल्क सहायक ऊर्जा खपत पर लागू किया जाता है तो विद्युत शुल्क की इसी रशि उत्पादन स्टेशन की मानक सहायक ऊर्जा खपत को लाने के लिए ऊर्जा को खंडित कर पर लागू होगी और प्रत्येक लाभार्थी को माह के दौरान उनके अनुसूचित प्रयोग के अनुसार में विभाजित की जाएगी

अनुच्छेद 8

### विधिविध प्रावधान

#### 37- लाभों का सहभाजन

(1) उत्पादन कंपनी निम्नलिखित नियंत्रण यांत्रिक मानकों के यथावत निष्पादन के आधार पर लाभों का अनुमान करेगी

- (क) स्टेशन की सकल ऊष्मा दर
  - (ख) द्वितीयक ईंधन तेल उपभाग
  - (ग) सहायिकी ऊर्जा उपभाग और
  - (घ) ऋण का पुनः वित्तियकरण।
- (2) उत्पादन-गृह के मामले में जिन उत्पादन गृह से निम्न सूत्र के अनुसार संगणित द्वितीय लाभ

60:40 के अनुपात में विभाजित किया जाएगा

शुद्ध लाभ =  $(\text{EURN} - \text{ECRA}) \times \text{अनुसूचित उत्पादन}$   
जहाँ

स्टेशन की सकल ऊष्मा दर सहायक सहायक और द्वितीयक ईंधन तेल उपभाग के लिए निर्दिष्ट/अनुमोदित मानकों के आधार पर संगणित  $\times 60\%$  मानकीय ऊर्जा प्रसार दर है

सम्बद्ध माह के लिए स्टेशन की यथावत सकल ऊष्मा दर सहायिकी उपभाग और द्वितीयक ईंधन तेल उपभाग के आधार पर संगणित ईसीआर यथावत तलाश दर है

50:50 के अनुपात में विभाजित किया जाएगा

(अ) जब बिक्री योग्य निम्नलिखित उत्पादन

सामान्य सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर  $60\%$  योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक हो और

वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर  $60\%$  योग्य डिजाइन ऊर्जा के बराबर या उससे कम हो

शुद्ध लाभ (मिलियन रुपये में) =  $\{(\text{बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन मिलियन यूनिट में}) - (\text{मानकीय सहायिकी ऊर्जा उपभाग मिलियन यूनिट में}) \times \text{आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा} \times 11-120 \text{ या ईसीआर, जो भी कम हो}\}$

(ब) जब यथावत सहायिकी ऊर्जा उपभाग  $60\%$  आधार पर बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा की तुलना में बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन अधिक है

शुद्ध लाभ (मिलियन रुपये में) =  $\{(\text{बिक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन मिलियन यूनिट में}) - [(\text{बिक्री योग्य में}) \times 11-120 \text{ या ईसीआर, जो भी कम हो}]\}$

सहभाजन किया जाएगा

(4) नियंत्रण योग्य मानकों के प्रत्येक वर्ष के विविध लाभों का लेखा परीक्षित वार्षिक लेखों की स्वीकृति के (30) दिन के भीतर वार्षिक आधार पर उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के मध्य सहभाजन किया जाएगा

निहित समय के भीतर लाभों के सहभाजन में कोई मतभेद होने पर अर्जनकर्ता या उत्पादनकर्ता लेखा

है विशिष्ट मामलों में आयोग अंतिम की इस सीमा के अंतर्गत कर सकता है

संस्थापन के असाधारण सत्र के असाधारण उत्पादन कंपनी द्वारा वित्तीय लाभ और हानियों का विवरण प्रस्तुत करने के लिए असाधारण सत्र के उद्देश्य सन्धान के समय आयोग के अनुमोदन से प्रदत्त कर दिया जाएगा।

### 38-प्रोत्साहन .

उत्पादन स्थलों के शीर्ष घंटों के दौरान 15 मिनट के समय ब्लॉक के दौरान प्रोत्साहन दर पर नमिऊ आधार पर देय होगी जो ऐसे समय में प्रोत्साहन दर प्रोत्साहन दर के अनुरूप होगी।

#### (1) ओवर-बी टी पी एस के लिए

प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)	
पीएलएफ (%)	
80 से अधिक तथा 85 से कम या बराबर	75
85 से ऊपर	85

#### (2) हरदुआगज (इकाई-7) के लिये

प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)	
पीएलएफ (%)	
85 से अधिक तथा 70 से कम या बराबर	75
70 से ऊपर	85

#### (3) उन उत्पादन स्टेशनों के लिये, जिन्होंने 31.03.2024 तक सी ओ डी से 30 वर्ष पूरे कर लिये हैं।

प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)	
पीएलएफ (%)	
83 से अधिक तथा 88 से कम या बराबर	75
88 से ऊपर	85

#### (4) उपरोक्त (1), (2) और (3) स्टेशनों के अलावा अन्य उत्पादन स्टेशनों के लिए

प्रोत्साहन दर (पैसे प्रति इकाई)	
पीएलएफ (%)	
85 से अधिक तथा 90 से कम या बराबर	75
	85

### 39-विवर्तन प्रभार .

उत्पादन स्थलों के शीर्ष घंटों के दौरान प्रोत्साहन दर पर नमिऊ आधार पर देय होगी जो ऐसे समय में प्रोत्साहन दर प्रोत्साहन दर के अनुरूप होगी।

उत्पादन स्थलों के शीर्ष घंटों के दौरान प्रोत्साहन दर पर नमिऊ आधार पर देय होगी जो ऐसे समय में प्रोत्साहन दर प्रोत्साहन दर के अनुरूप होगी।

### 40-छूट :

उत्पादन स्थलों के शीर्ष घंटों के दौरान प्रोत्साहन दर पर नमिऊ आधार पर देय होगी जो ऐसे समय में प्रोत्साहन दर प्रोत्साहन दर के अनुरूप होगी।

दिन 0.04% की दर से घटती हुई छूट 30वें दिन तक दी जाएगी

स्पष्टीकरण

प्रयोजन के लिए है

अनुसार देय किसी भी बकाया राशि का भुगतान भी आवश्यक होगा।

41- विलम्ब भुगतान अधिभार -

दर से विलम्ब से भुगतान अधिभार लागू किया जाएगा.

विषयों के वर्ग का निर्दान करने के लिए आवश्यक या समीचीन समझे

45-निरसन और बचत

की स्थिति से निरस्त हो जाएंगे।

आयोग के आदेश से  
सुमीत कुमार अग्रवाल  
सचिव

**परिशिष्ट-एक**  
**भाग-एक: तापीय विद्युत स्टेशन**

1	विद्युत उत्पादन कम्पनी का नाम	
2	विद्युत गृह का नाम	
3	वर्ष	30 सितम्बर के 30 मई के
4	पूँजीगत लागत (करोड़ रुपये)	
5	अंश पूँजी (करोड़ रुपये)	
6	ऋण (करोड़ रुपये)	
7	हासित लागत (रु० करोड़ में)	
8	हास (%)	
9	प्रचालन एवं अनुरक्षण (वास्तविक) (करोड़ रुपये)	
10	लक्ष्य उपलब्धता (प्रतिशत)	
11	प्राप्त उपलब्धता (प्रतिशत)	
12	प्लांट लोड फैक्टर (प्रतिशत)	
13	जनित ऊर्जा (विद्युत) (एम०यू०)	
14	आनुषंगिक उपभोग (प्रतिशत)	
15	विशिष्ट ऊष्मादर संचालित ईंधन रेट (कि०कैलोरी / कि०घाट०घंटे)	
16	विशिष्ट तेल उपभोग (एम०एल० कि०घाट०घंटे)	
17	लक्ष्य उपलब्धता पर कोयले की आवश्यकता (मी०टन)	
18	वास्तविक उपलब्धता पर कोयले की आवश्यकता (मी०टन)	
19	प्राप्त पी०एल०एफ० पर कोयले का उपभोग (मी०टन)	
20	कोयले की क्रय (मी०टन)	
21	लक्ष्य उपलब्धता पर तेल की आवश्यकता (कि०ली०)	
22	वास्तविक उपलब्धता पर तेल की आवश्यकता (कि०ली०)	
23	प्राप्त पी०एल०एफ० पर तेल का उपभोग (मी०टन)	
24	तेल का क्रय (कि०ली०)	
25	प्राप्त पी०एल०एफ० पर अभिकर्मक की खपत	
26	अनुरक्षित कोयले का औसत भंडारण / माह (मी०टन)	
27	अनुरक्षित तेल का औसत भंडारण / माह (कि०ली०)	
28	अभिकर्मक का औसत स्टॉक / माह	
29	औसत प्राप्तियां (माह में) (करोड़ रुपये)	
30	पुर्जा की आवश्यकता (पूँजीगत लागत का प्रतिशत)	
31	कोयले की सकल कैलोरीय मान (जी०सी०बी०) (कि०कैलोरी / कि०ग्रा०)	
32	तेल की सकल कैलोरीय मान (जी०सी०बी०) (कि०कैलोरी / कि०ग्रा०)	
33	कोयले का औसत मूल्य (प्रति मेट्रिक टन)	
34	तेल का औसत मूल्य (प्रति किलो लीटर)	



## भाग-ख जल विद्युत स्टेशन

1	विद्युत जनन कंपनी का नाम		
2	विद्युत स्टेशन का नाम		
3	वर्ष	30 सितम्बर के अनुसार	31 मार्च के अनुसार
4	पूँजीगत लागत (करोड़ रुपये)		
5	अंश पूँजी (करोड़ रुपये)		
6	ऋण (करोड़ रुपये)		
7	हासिल लागत		
8	हास (%)		
9	प्रचालन एवं अनुरक्षण (वास्तविक) (करोड़ रुपये)		
10	लक्ष्य उपलब्धता (प्रतिशत)		
11	प्राप्त उपलब्धता (प्रतिशत)		
12	अभिकल्पित (विद्युत) ऊर्जा (एम०यू०)		
13	प्राथमिक ऊर्जा (विद्युत) (एम०यू०)		
14	जनित ऊर्जा (विद्युत) (एम०यू०)		
15	जनित द्वितीयक ऊर्जा (विद्युत) (एम०यू०)		
16	आनुवंशी (गौण) उपभोग (प्रतिशत)		
17	पारेषण हानियाँ (ट्रांसफार्मेशन हानियाँ)		
18	औसत प्राप्तियाँ (माह में)		
19	पुर्जों की आवश्यकता (पूँजीगत लागत का प्रतिशत)		

वर्ष के 30 सितम्बर/31 मार्च को इकाईवार विवरण						
इकाई संख्या	1	2	3	4	5	6
रेटेंड कैपेसिटी						
ही-रेटेंड कैपेसिटी (मे0वा0)						
सिन्क्रोनाइजेशन का दिनांक						
वार्षिक प्रचालन का दिनांक						
वार्षिक रख रखाव (दिन)						
आंशिक अवरोध (दिन)						
बलात् अवरोध (फॉर्सड आउटेज) (दिन)						
लक्ष्य उपलब्धता						
वास्तविक उपलब्धता						
विद्युत उत्पादन						
विद्युत गृह का प्रकार (सतह/भूमिगत)						
एक्साइटेशन का प्रकार						
नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर0 एवं एम0) लागत (करोड़ रुपये में)						





परिशिष्ट-दो

विद्युत दर निर्धारण हेतु  
टैरिफ फाइलिंग फार्मस (तापीय)

भाग-प्रथम



## परिशिष्ट-दो

भाग-एक

तापीय विद्युत गृहों के टैरिफ निर्धारण हेतु मरने के लिये प्रपत्रों तथा अन्य सूचनाओं / दस्तावेजों की  
चेकलिस्ट

प्रपत्र संख्या	टैरिफ मरने के प्रपत्रों का शीर्षक (तापीय)	टिक करें
प्रपत्र-1(1)	मांगी गयी पूँजी लागत का विवरण पत्र	
प्रपत्र-2	संयंत्र लक्षण	
प्रपत्र-4	विदेशी ऋणों के विवरण	
प्रपत्र-4(क)	विदेशी पूँजी का विवरण	
	(ब्लैक अप)	
	क्रम	
	विवरण	
प्रपत्र-5(घ) ।	लागत वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(घ) .।	समय वृद्धि के मामले में	
प्रपत्र-5(ई)	पूँजी पर अतिरिक्त लाभ भागे जाने के मामले में	
प्रपत्र-6	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक तक का वित्तीय पैकेज	
प्रपत्र-7	परियोजना विशिष्ट ऋणों का विवरण	
	विवरण-पत्र	
	ईजीकरण का विवरण पत्र	
प्रपत्र-10	अतिरिक्त पूँजीकरण का वित्त पोषण	
प्रपत्र-11	ह्रास की संगणना	
प्रपत्र-12	ह्रास का विवरण-पत्र	
प्रपत्र-13	ऋणों पर ब्याज की संगणना	

प्रपत्र-13(ख)	क्रियाशील पूँजी पर बाज की संगणना	
प्रपत्र-13 ग	वित्तीय प्रचालन के दिनांक का अन्य आय	
प्रपत्र-13 घ	निर्माण वास्तविक प्रचालन के दिनांक तथा वास्तविक प्रचालन के दिनांक तक निर्माण की अवधि में आकस्मिक व्यय	
प्रपत्र-13 ङ	निर्माण वास्तविक प्रचालन के दिनांक तथा वास्तविक प्रचालन के दिनांक तथा विभिन्न समूहों पर व्यय	
प्रपत्र-14	संगण अ के व बाज तथा वित्त पाषण व्ययों की संगणना हेतु कार्यक्रम का निर्धारण	
प्रपत्र-14(क)	वास्तविक नकद व्यय	
प्रपत्र-15	विद्युत दरों की संगणना हेतु ईंधन के सम्बन्ध में प्रस्तुत की जाने वाले विवरण सूचनाएँ	
प्रपत्र-16	ईंधन स्तरों के सम्बन्ध में प्रस्तुत किये जाने वाले विवरण / सूचनाएँ	
प्रपत्र-17	वन्दारियों के प्रकटिकरण का विवरण	
प्रपत्र-18	विद्युत ग्रहणार संगत सम्पत्ति प्रविष्टि	

## अन्य सूचनाएं / दस्तावेज

क्रम संख्या	सूचना / दस्तावेज	पिछित करे
1	निम्नलिखित सूचनाएं / दस्तावेज आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा नये स्टेशन लगाने (सट अप) के लिये	
2	संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ एवं हानि लेखा	
3	संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभहानि लेखा	
4	प्रतियाँ	
5	के लिये आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6		
7	विस्तृत टिप्पणी	
8	लागत एवम विलम्ब का औचित्य	
9	कोई अन्य सुसंगत सूचना (कृपया उल्लेख करें)	
10	समाधान	
	टिप्पणी	

## अन्य सूचनाएं/दस्तावेज

## सार पत्रक

## भाग-एक: प्रपत्र-1

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युतगृह का नाम .....

स्थान (क्षेत्र/ जिला / राज्य) .....

(लाख रुपयों में)

क्रम संख्या	विवरण	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	इंस	लाख रु						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रु						
1.3	अशुभो (इक्विटी) पर लाभ	लाख रु						
1.4	कार्यकारी पूंजी पर ब्याज	लाख रु						
1.5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय	लाख रु						
	योग							
2	ऊर्जा प्रभार की दर की संगणना (रु०/कि०वा में)							
2.1	पारंपरिक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर आर०ई०सी०,							
2.2	द्वितीयक ईंधन से ऊर्जा प्रभार की दर आर०ई०सी०,							
2.3	एक्स बस ऊर्जा प्रभार की दर (आर०ई०सी०) <sup>अ. अ. अ.</sup>							

नियमों के अनुसार इक्विटी का विचारण करते हुए संगणनाओं का विवरण प्रस्तुत किया जाएगा।

<sup>2</sup> यदि कई ईंधन एक साथ प्रयोग हो रहे हैं तो प्रत्येक ईंधन के संबंध में 2.1 अलग से दिया जाएगा।

<sup>3</sup> अतः द्रव ईंधन द्रव (वाष्पित) सयंत्रों के मामले में ऑपन साइकल अपरेशन तथा कम्पाइन्ड साइकल अपरेशन के लिये ऊर्जा प्रभार की दर अलग-अलग संगणित की जाएगी।

<sup>4</sup> यथा स्थिति ए०बी०टी० (उपलब्धता आधारित टैरिफ) द्वारा आच्छादित सयंत्रों के मामले में बहिर्गमन (सेन्ट आउट) के लिये सूचीबद्ध एक्स बस ऊर्जा पर आधारित रूप से और ए०बी०टी० द्वारा अनाच्छादित सयंत्रों के मामले में बहिर्गमन (सेन्ट आउट) हेतु सूचीबद्ध एक्स बस ऊर्जा पर आधारित रूप से कुल ऊर्जा प्रभार निकाला जाएगा।

<sup>5</sup> मूल्य समृद्धि का ध्यान रखने हेतु पश्चातवर्ती वर्षों या एफ०पी०ए० के लिये ईंधन लागत में होने वाली किसी वृद्धि का भी विचार किया जाएगा।

(याचिकर्ता)

## पूँजीगत लागत का सार-पत्र

भाग एक प्रारूप-1 ( )

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक पूँजीगत लागत					
	जोड़ा वर्ष/अवधि में वृद्धि					
	घटाया वर्ष/अवधि में अपूँजीकरण					
	घटाया वर्ष/अवधि में वापसी					
	जोड़ा वर्ष/अवधि में व्यय वृद्धि					
	अंतिम पूँजीगत लागत					
	प्रौसत पूँजीगत लागत					

## पूँजीगत लागत का सार-पत्र

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	अतिरिक्त लाभ					
	जोड़ा वर्ष/अवधि में अतिरिक्त प्राप्ति के कारण वृद्धि					
	घटाया वर्ष/अवधि में अपूँजीकरण के कारण कमी					
	घटाया वर्ष/अवधि में वापसी के कारण कमी					
	जोड़ा वर्ष/अवधि में व्ययों में वृद्धि					
	अंतिम अंश पूँजी					
	प्रौसत अंश पूँजी					
	अंश पूँजी पर लाभ की दर					
	अंश पूँजी पर लाभ					

(यपथिकता)

## भाग एक: प्रारूप 2

## संयन्त्र के लक्षण

इकाई(एई)/समूह/प्रमाणक	इकाई-1	इकाई-2	इकाई-3
संयन्त्र का नाम			
विनियोग अनुमोदन के अनुसार वाणिज्यिक उपयोग के लिए निर्धारण की तिथि			
वाणिज्यिक उपयोग की वास्तविक तिथि/अधिग्रहण की तिथि (जो भी लागू हो)			
खदान को पृष्ठाने पर अथवा उससे इतर			
बोअयलर निर्माता का नाम			
टरबाइन जनरेटर निर्माता का नाम			
टरबाइन इनलेट पर स्टीम प्रेशर (कैजी/सेमी०)एबीएस			
टरबाइन इनलेट में स्टीम टेम्परेचर (से)			
टरबाइन इनलेट पर सीहीट स्टीम प्रेशर (कैजी/सेमी०)एबीएस			
टरबाइन इनलेट सीहीट स्टीम टेम्परेचर (से)			
एम०सी०आर० स्थिति में टरबाइन इनलेट पर स्टीम फ्लो (टन/घंटे)			
सी०डब्ल्यू०ओ० स्थिति में टरबाइन इनलेट पर में स्टीम फ्लो (टन/घंटे)			
एम०सी०आर०/रेटेंड स्थिति में इकाई का सकल विद्युत उत्पादन मेगावाट			
सी०डब्ल्यू०ओ० स्थिति में इकाई का सकल विद्युत उत्पादन मेगावाट			
गारन्टेड डिजाइन ग्रास टरबाइन साइकिल हीटरेट (कै० कलोरी/सी०डब्ल्यू०एच०)			
परिस्थितियाँ जिन पर डिजाइन हीट रेट गारन्टेड है			
एम०सी०आर० प्रतिशत (%)			
मेकअप जल उपयोग का प्रतिशत(%)			
मेकअप जल प्रवाह की दर लिटर प्रति मिनट			
इलेक्ट्रो इनिशिए प्रणाली की टाइप			
प्रतिशत जल का डिजाइन इन फीडर			
गैस प्रेशर			
सी०एम०सी०आर० स्थिति में सुपर हीटर का स्टीम का फ्लो (टन/घंटे)			
सी०एम०सी०आर० स्थिति में सुपर हीटर आउटलेट पर स्टीम का प्रेशर (कैजी/सेमी०)			
सी०एम०सी०आर० स्थिति में सुपर हीटर आउटलेट पर स्टीम का टेम्परेचर (से)			
सी०एम०सी०आर० स्थिति में सी हीट का स्टीम का प्रेशर (से)			
बोअयलर की डिजाइन/गारन्टेड क्षमता (%)			
बोअयलर आउटलेट के बिना ईंधन का डिजाइन			
कूलिंग टावर की टाइप			
कूलिंग प्रणाली की टाइप			
बोअयलर फीड पम्प की टाइप			
ईंधन का विवरण			
प्राइमरी ईंधन			
सकेंडरी ईंधन			
आउटलेट ईंधन			

(याचिकर्ता)



भाग-एक प्रारूप-3

## टैरिफ की सगणना हेतु निर्धारित परिमाणक (नार्मेटिक पैरामीटर्स)

याचिकता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
2023-24					
गृह पर लोड की आधार दर	%				
कर की लागू दर 4	%				
लक्षित उपलब्धता	%				
आर्केजलियरी विद्युत उपभोग	%				
ग्रौस स्टेशन हीट रेट	के0कैल0 / यूनिट				
फ्यूल फ्यूल आयल उपभोग	मिली / यूनिट				
लिए कोयले की	महीना में				
क्रियाशील पैन्टी के लिए सेकेण्डरी फ्यूल आयल की लागत					
परिचालन एवं अनुभ्रवण व्यय	रु0 लाख / मे0या10				
लिए मेन्टीनेन्स स्पेयर्स	परिचालन एवं अनुभ्रवण का %				
लिए प्राप्य	महीना में				
प्राथमरी ईंधन की भण्डारण क्षमता	मेट्रिक टन				
इंडिया की आधार दर + दिनांक को					
/आयातित कोयले के मिश्रण का अनुप					

1. कोयला आधारित विद्युत गृहों के लिए
2. प्रासंगिक दिनांक को दर्शाए

(याचिकता)

31-03-2024 को विनिमय दर

क्र०      द्वितीय वर्ष  
सं०      (सी०ओ०डी० से  
            प्राप्ता)

[illegible]



भाग एक: प्रारूप -4 अ

**विदेशी अंश पूँजी का विवरण**  
**(याधिका में सम्मिलित परियोजना पर लागू अंश पूँजी का विवरण)**

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम: .....

अंश पूँजी के उपभोग की तिथि की विनियम दर

क्र० स०	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 एवं अग्रतर			
	विवरण	दिनांक	घनराशि विदेशी मुद्रा	विनियम दर	घनराशि रु०	दिनांक	घनराशि विदेशी मुद्रा	विनियम दर	घनराशि रु०	दिनांक	घनराशि विदेशी मुद्रा	विनियम दर	घनराशि रु०
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	मुद्रा करसी <sup>1</sup>												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा(करसी) <sup>2</sup>												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा(करसी) <sup>3</sup>												
क-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													
	मुद्रा करसी <sup>4</sup> एवं अधिक												
अ-1	उपभोग के दिनांक को												
2													
3													

1 मुद्रा के नाम का उल्लेख किया जाय यथा-यू0एस0 डॉलर डी0एम0 आदि आदि

2 वर्ष रु दौरान एक से अधिक करसी के उपभोग की स्थिति में प्रत्येक अग्रण के दिनांक को विनियम दर उल्लिखित की जाये

(याचिकर्ता)

भाग एक प्रारूप-5

## विद्यमान परियोजनाओं की स्वीकार्य पूँजीगत लागत का सारांश

दायिकता का नाम

विद्युत गृह का नाम

परियोजना की स्थापना हेतु आयोग के अंतिम 3 दिनांक	का	दिनांक (दिन.....महीना.....वर्ष)
दिनांक		
		दायिकता संख्या
		किया गया योजना का निम्न विवरण (स्वीकृत तथा/अथवा विचारित किया गया)

हस्ताक्षर हुआ

और जो परियोजना की स्वीकार्य लागत का अंग है  
लागत जिसका भुगतान नहीं हुआ  
सापेक्ष में ऐसे दायित्व जिनका भुगतान नहीं हुआ है  
(परन्तु नकद भुगतान के कारण जिन्हें पूँजीगत लागत  
नहीं माना गया है)

(रुपये लाख में)

एकल सांकेतिक लागत संवर्धन पुनर्भुगतान

संवर्धन द्वारा

बन्धन मुक्त पूँजी।

(दायिकता)

## भाग 1 प्रारूप-5 अ

पूँजी लागत प्राक्कलन का सार तथा नई परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन किये जाने की अनुसूची

वाणिज्यिक का नाम

विद्युत गृह का नाम

नई परियोजनाएं

पूँजी लागत प्राक्कलन

पूँजी लागत प्राक्कलनों का अनुमोदन करने वाले निर्देशक मण्डल / अभिकरण		
पूँजी लागत प्राक्कलन के अनुमोदन का दिनांक		
	वर्तमान (दिन) लागत	समापन लागत
अनुमोदित प्राक्कलनों का मूल्य स्तर	वर्ष _____ के _____ त्रैमासिक के अन्त पर	विद्युत गृह के अनुसूचित सी०ओ०डी० को
पूँजी लागत प्राक्कलनों हेतु विचारित विदेशी विनिमय दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस०डॉलर में या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० एवं हैजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डॉलर में या सुसंगत विदेशी मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
कुल आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये)		
विचारित करा और शुल्कों की दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को मिलाकर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डॉलर में या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी० को मिलाकर पूँजी लागत (लाख रुपये)		
विनियोग अनुमोदन के अनुसार स्थापित किये जाने की अनुसूची / सारणी		
इकाई-एक की सी०ओ०डी०(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि,		
इकाई-दो की सी०ओ०डी०(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि)		

अंतिम इकाई/समूह की अनुसूचित सीओओडी(वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

- 1 अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जाय।
- 2 न. 3 प्रमाण पत्र प्र. 32 प्रमाण पत्र 3 5 3 द 4-4 के अनुसार प्रमाण पत्र प्र. 3
- 3 न. 5 प्रमाण पत्र प्र. 32 प्रमाण पत्र 3 5 3 द 4-4 के अनुसार प्रमाण पत्र प्र. 3

(याचिका)

## भाग-एक प्रपत्र-5 ब

## 'कोयला आधारित परियोजनाओं हेतु पूंजी लागत का विभाजन' क्रम

याचिकर्ता का नाम: .....

विद्युत गृह का नाम: .....

घनराशि लाख ₹0 में)

क्रम संख्या	आवश्यकता का वर्गीकृत विवरण	कट आफ डेट तक वास्तविक		घनराशि लाखों में	विचलन 3 4 5 /	विचलन का कारण	कट आफ डेट तक लागत
		मूल प्रस्तावित व्यय	अनुमानित लागत के अनुसार				
1	2	3	4	5	6	7	8
1.0	भूमि एवं कार्यस्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि						
1.2	प्लॉटिंग एवं प्लॉटिंग लागत						
1.3	प्राथमिक निरीक्षण एवं स्थल विकास						
	कुल लागत भूमि एवं स्थल विकास						
2.0	वाटर एवं सप्लाय						
2.1	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.2	ट्रंसमिशन लाइन एवं भूस्थल						
2.3	वीओओपी यांत्रिक						
2.3.1	कुल वीओओपी यांत्रिक						
2.3.2	सीओडब्ल्यू प्रणाली						
2.3.3	सीओडब्ल्यू प्रणाली						
2.3.4	(क्लोरिफिकेशन)शोधन संयंत्र						
2.3.5	क्लोरीनेशन संयंत्र						
2.3.6	सिमेंट, रबर, रसायन एवं भूस्थल प्रणाली						
2.3.7	राख रख-रखाव (हैंडलिंग) प्रणाली						
2.3.8	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.9	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.10	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.11	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.12	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.13	वाटर सप्लाय एवं वाटर ट्रीटमेंट						
2.3.14	एचओपी/एलओपी नल व्यवस्था						
2.3.15	एचओपी/एलओपी सिस्टम यदि कोई						
2.3.16	डीओ सेलेशनशन प्लांट आफ रूटिंग इंटरनेट						
2.3.17	एचटर्नल कोल हैंडलिंग इन जेटी यदि कोई						
	कुल वीओओपी यांत्रिक						
2.4	वीओओपी विद्युतिक						
2.4.1	स्विच यार्ड पैकेज						
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज						
2.4.3	स्विचगियर पैकेज						
2.4.4	कैबिल, कैबिल सुविधायें एवं ग्राउंडिंग						
2.4.5	नाइटिंग (प्रकाश व्यवस्था)						



2.4.6	आकस्मिकता डी0 वी0 सेट कुल वी0आ0वी0 विद्युतिक
2.5	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पीकज करो एव शुल्क को छाडकर कुल संयंत्र एव उपकरण
2.6	कर एव शुल्क आरम्भिक स्पेयर्स ,अतिरिक्त पुर्जे सिविल कार्य मुख्य संयंत्र / प्रशासकीय भवन रौ0डब्लू प्रणाली शीतलीकरण मीमार (कठिन) टावर डी0एम0 जल संयंत्र शोधन संयंत्र व्यारागीकरण संयंत्र इंधन रख-रखाव एव भण्डारण प्रणाली कचरा रख-रखाव संयंत्र एम0जी0आर0 एव माशिलिंग याड राख हैडलिंग प्रणाली राख निस्तारण क्षम विभाग अग्निशमन प्रणाली नगरीकरण (लाउन्ड्रिंग) एव कचरा अस्थायी ताम्र विनिर्माण एव सहस्रकारी कार्य सड़क एव जल विकास कुल सिविल कार्य निर्माण एव कार्यान्वयन-पूर्व व्यय इंवेक्शन (निर्मिति) परीक्षण एव स्थापित किया जाना

5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालक प्रशिक्षण					
5.4	निर्माण बीमा					
5.5	औजार एवं संयंत्र					
5.6	स्टार्ट अप (आरंभक) ईंधन					
	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय					
6.0	ओवर हेड					
6.1	अधिष्ठान					
6.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण					
6.3	संपरीक्षा तथा लेखा					
6.4	कंटेन्जेन्सी (प्रासंगिकता)					
	कुल ओवरहेड					
7.0	आई0डी0सी0 एवं एफ0सी0 को छोड़कर पूंजी लागत					
8.0	आई0डी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 एवम् हैजिंग लागत					
8.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)					
8.2	फाईनेंसिंग चार्जेस (एफ0सी0)					
8.3	विदेशी विनिमय दर विचलन (एफ0आई0आर0वी0)					
8.4	हैजिंग लागत					
	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत					
9	आई0डी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत					

**टिप्पणी:**

1. लागत विचलन की स्थिति में एक विस्तृत टिप्पणी यह दर्शाते हुए प्रस्तुत की जानी चाहिए कि लागत में ऐसा आधिक्य उत्पादन क्षमता के नियंत्रण से बाहर था।
2. अपेक्षा से अधिक समय तथा लागत हो जाने के मामले में, ऐसे अधिक समय व लागत के कारणों को देते हुए एक विस्तृत विवरण दिया जाएगा जिसमें जिम्मेदार अभिकरण को इंगित किया जाएगा और यह कि क्या ऐसे समय व लागत का उपरिस्थित उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से परे था या नहीं।
3. समय में विलम्ब के कारण लागत में प्रभाव को यह दर्शाते हुए विभिन्न पैकेज में मूल्य वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 से वास्तविक सी0ओ0 डी0 तथा आई0डी0सी0 में वृद्धि निर्धारित सी0ओ0डी0 तथा वास्तविक सी0ओ0डी0 में परिवर्तन के फलस्वरूप हुई है, जिन्हें अलग-अलग दर्शाया गया है।
4. समय में वृद्धि के प्रत्येक कारण के लागत पर प्रभाव को मात्रात्मक रूप से आवश्यक अभिलेखों तथा सगणना के साथ प्रस्तुत करना चाहिए।
5. प्रारम्भिक पुर्जों सहित कार्यों की मूल व्यापकता के अनुसार आस्ति/कार्यवार शेष कार्य की सूची प्रावकलन सहित प्रस्तुत करना आवश्यक होगा।

(याचिकर्ता)

भाग एक प्रपत्र-5 स

## निर्माण / आपूर्ति / सर्विस पैकेज का विभाजन क्रम

योजिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

1	निर्माण/आपूर्ति/ सेवा पैकेज का नाम/संख्या	पैकेज अ	पैकेज ब	पैकेज स	सभी पैकेज की कुल लागत
	कार्य का क्षेत्र (लागत के शीर्ष में जैसा लागू है)				
	आई0सी0बी0 / डी0सी0बी0 / विभागीय / डिपजिट कार्य के रूप में आवंटित				
	प्राप्त प्रस्तावों की संख्या				
	आदेश पारित किये जाने की तिथि				
	कार्य प्रारम्भ करने की तिथि				
	कार्य पूर्ण होने की तिथि/कार्य पूरा होने की सम्भाव्य तिथि				
	आदेश की धनराशि (लाख रुपये में)				
	मूल्य निश्चित अथवा वृद्धि सहित				
	की पूर्ति अथवा सी0अ0डी0 की तिथि जो भी पर हो वास्तविक व्यय (लाख रुपये में)				
	कर एवम् शुल्क तथा आई0ई0डी0सी0 (लाख रुपये में)				
	आई0डी0सी0 एम0सी0,एम0ई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये में)				
	उपयोग (10+11+12) (लाख रुपये में)				

(योजिकर्ता)

भाग-एक प्रारूप 5 द

## नई परियोजनाओं के विचलन पैरामीटर्स एच्छिक पैकेज आदि का निर्धारण

याचिका का नाम

वेद्युत गृह का नाम

इकाई का आकार

इकाईयों की संख्या

ग्रीनफील्ड / विस्तार

क्र० सं०

क्र० सं०	यूनिट		(डिजाइन आपरेटिंग रेंज) मूल्यों का
	कायले की गुणवत्ता	कैलेंडरिक वैल्यू	
1	नयी अंश		
2	बायलर क्षमता (एफीसंस)		
3	सस्पेंडेड पार्टिकुलेट मैटर		
4	बायलर का कम्पीगुरेशन		
5	टर्बाइन हीट रेट		
6	जल संसाधन		
7	जल संसाधन की दूरी		
8	तेल की अनुलोडिंग का तरीका		
9	कायले की उत्तराई का तरीका		
10	पलाइ एश के निस्तारण की प्रणाली एवं दूरी		
11	वाटर टैगल		
12	सीममिक एवं विण्ड जोन		
13	डिसेलेशनशन / आर० आ० प्लाट		
14	एवकुवेशन वोल्टेज स्तर		
15	ति (टाइप) घरलू / आयतित		मूल्य
16	संयंत्र का आपूर्तिकर्ता (मू - नि - र - र)		है - नहीं
17	एम०जी०आर०		
18	रॉलिंग स्टॉक / लोकामोवि		
19	सम्बद्धता बिन्दु तक पारेषण लाइन की लम्बाई (किमी० में)		

(याचिकर्ता)

भाग -एक प्रपत्र 5 द(1)

## मूल्य वृद्धि के मामले में

याचिका का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

अस्तियों का वर्गीकरण	मण्डल द्वारा मूल लागत (लाख ₹0)	व्याय की गयी अथवा की जायगी अनुमानित लागत (लाख ₹0)	कारण (जहाँ लागू हो संगणना तै संबन्धित अभिलेख प्रस्तुत करें	लागत में वृद्धि के कारण साफ्टवेयर लागत में वृद्धि
	कुल लागत	कुल लागत		
11				
(आर0 एण्ड आर0)				
विकास				
2 संयंत्र एवं उपकरण				
2.1 वाष्प जेनरेटर आइलेण्ड				
2.2 टरबाइन जेनरेटर आइलेण्ड				
2.3 बी0ओ0पी0 यांत्रिक				
2.3.1 ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली				
2.3.2 वाह्य जल आपूर्ति प्रणाली				
2.3.5 क्लोरिनीकरण संयंत्र				
2.3.6 ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली				
2.3.7 राख हैंडलिंग प्रणाली				
2.3.8 कोयला हैंडलिंग प्रणाली				
2.3.9 रोलिंग स्टॉक एवं लोकोमोटिव				
2.3.10 एम0जी0आर0				
2.3.11 एयर कम्प्रेसर प्रणाली				
2.3.12 वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली				
2.3.13				
2.3.4 नलिका (पाइपिंग), कुल बी0ओ0पी0 यांत्रिक बी0ओ0पी0 विद्युतिक				
2.4.1 स्विच यार्ड पैकेज				
2.4.2 ट्रांसफार्मर पैकेज				
2.4.3 स्विचगियर पैकेज				

24.4	केबिल, केबिल सुविधाएं एवं ग्राउंडिंग					
24.5	प्रकाश व्यवस्था (लाइटिंग)					
24.6	आकस्मिक डी0जी0 सेट					
	कुल बी0ओ0पी0 विद्युतिक					
25	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पैकेज					
	करों एवं शुल्क को छोड़कर कुल संयंत्र एवं उपकरण					
3	आरम्भिक स्पेयर्स (पुर्ज)					
4	सिविल कार्य					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासकीय भवन					
4.2	सी0 डब्लू0 प्रणाली					
4.3	शीतलीकरण मीनार (कूलिंग टावर)					
4.4	डी0एम0 जल संयंत्र					
4.5	'शोधन' संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली					
4.8	कोयला रख-रखाव संयंत्र					
4.9	एम0जी0आर0 एवं माइलिंग यार्ड					
4.10	राख हैंडलिंग प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र का विकास					
4.12	अग्निशमन प्रणाली					
4.13	नगरीकरण (टर्मिनेशन) एवं कालोनी					
4.14	अस्थायी विनिमय एवं समर्थकारी कार्य					

4.15	सड़क एवं जल विकास
	कुल सिविल कार्य
5	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय
5.1	इंश्योरेंस (निर्मिति) परीक्षण एवं स्थापित किया जाना
5.2	स्थल पर्यवेक्षण
5.3	प्रचालकों को प्रशिक्षण
5.4	निर्माण बीमा
5.5	औजार एवं संयंत्र
6	स्टार्ट अप (आरम्भिक) ईंधन
	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय
7	ओवर हेड
8	अधिष्ठान
8.2	अभिकल्पना तथा अभियंत्रण
8.3	संपरीक्षा तथा लेखा
9	कंटेन्जेन्सी (प्रासंगिकता)
10	प्रारंभिक व्यय
11	प्रारंभिक एवं एफ0सी0 को छोड़कर अन्य लागत
12	प्रारंभिक एवं एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 एवं हैजिंग को छोड़कर पूंजी लागत
13.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)
13.2	वैतल पोषण (फाईनेंसिंग चार्जज) (एफ0सी0)
13.3	विदेशी विनिमय दर (एफ0आई0आर0वी0,
13.4	हैजिंग लागत
	कुल आई0डी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत
14	आई0डी0सी0, एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत

ग्रीनफील्ड एवम् लीज होल्ड भूमि का विवरण प्रस्तुत करें

टिप्पणी लागत अनुमान प्रारंभिक अभियंत्रण से प्रभावित करें

(याचिका)

भाग --एक:प्रपत्र 5 द(2) १

## समयावधि वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

क्र०स०	क्रिया / कार्य / सेवा का विवरण	मूल पूर्ण समयावधि निर्धारण के अनुसार		पूर्ण समयावधि (वास्तविक) के अनुसार		विलम्ब समयावधि	विलम्ब के कारण	अन्य प्रभावित क्रियाएँ (क्रिया की क्रम संख्या अंकित करें)
		आरम्भ तिथि	पूर्णता तिथि	वास्तविक आरम्भ तिथि	वास्तविक पूर्णता तिथि	दिना में		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

- 1 विलम्ब की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शाते हुए मूल प्रस्ताव पुनराविचार के सम्बन्धित अभिलेखों तथा अभिगणना से प्रमाणित करें।
- 2 क्रियाओं की जटिलता के अनुसार दर्शाये

(याचिकर्ता)



पूँजी पर अतिरिक्त लग्न की माग के मामले में

विद्युत गृह का नाम आपका नाम, पता, शहर, जिला, राज्य, पिन कोड, मोबाइल नंबर, ईमेल आदि भरें।

परिचय पत्र							अनुसार निर्धारित	
क्र.सं.	विवरण	प्रकार	महीना	दिनांक	प्रमाण	अवधि	महिनो में	
	प्रथम इकाई							
	द्वितीय इकाई							
	तृतीय इकाई							
	चतुर्थ इकाई							
	पंचम इकाई							
	षष्ठ इकाई							
	सप्तम इकाई							
	अष्टम इकाई							
	नवम इकाई							
	दशम इकाई							

(याचिकला)

## भाग एक: प्रपत्र-6

## वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0)तक वित्तीय पैकेज

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

परिसंजना लागत जैसा सी0ओ0डी0 का था \_\_\_\_\_

विद्युत गृह के वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक \_\_\_\_\_

क्र.सं.	यथा अनुमोदित		वित्तीय पैकेज जैसा सी0ओ0डी0 का था		सी0ओ0डी0 को यथा स्वीकृत	
	मुद्रा तथा धनराशि	धनराशि	मुद्रा तथा धनराशि	धनराशि	मुद्रा तथा धनराशि	धनराशि
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-एक	यू0एस0 डालर	200 मिलियन				
ऋण-दो						
ऋण-तीन						
"						
"						
विदेशी						
घरेलू						
कुल अंश पूंजी (रु0)						
ऋण अंश पूंजी						
भन्दा						

टिप्पणी

1. यथा मुद्रा तथा धनराशि = 80 करोड़ रुपये या 200 मिलियन यू0एस0डालर को सम्मिलित करते हुए 1320 करोड़ रुपये 1 यू0एस0डालर = 82/- रुपये की विनिमय दर पर।
2. प्रत्येक इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का विवरण प्रस्तुत करें।
3. उदाहरणार्थ: यूएस डालर 200 मिलियन, आदि।

(याचिकर्ता)



- 8 उपात्त (मार्जिन) का तात्पर्य अस्थिर (फ्लोटिंग) दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्वाइन्ट) से है।
- 9 कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो, तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
- 10 ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है, जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
- 11 प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष 10 वर्ष 25 वर्ष आदि से है।
- 12 प्रतिसंदाय बारबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है जिस पर ऋण सेवा (डेब्ट सर्विसिंग) की जाती है जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक इत्यादि।
- 13 जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण/प्रतिसंदाय हों तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसंदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
- 14 यदि ऊपर प्रस्तुत आँकड़ों से प्रतिसंदाय की किस्त धनराशि और प्रतिसंदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सके तो प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
- 15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसंदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
- 16 आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान आस्तियों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष आस्तियों के लिये वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचालित विनिमय दर से है।
- 17 हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति हैजिंग की समयावधि तथा हैजिंग की लागत आदि दर्शाये।
- 18 विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर जो प्रतिसंदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शाये।
- 19 टूडैंग अप के समय ब्याज की दर का पुनर्निर्धारण यदि कोई हो अलग से प्रस्तुत करें।
- 20 टूडैंग अप के समय ऋण के पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित था उसका विवरण दर्शाये विवरण जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि पुनर्वित्त पोषित ऋण उसकी शर्तें तथा अन्य वित्त पोषण व्यय जो किये गये हैं दर्शाये।

(याधिकर्ता)

## विभिन्न परिपोजनाओं को निम्नित ऋणों के आवंटन का विवरण

राष्ट्रिकर्ता का नाम

वेद्युत गृह का नाम

विवरण	पैकेज 4	पैकेज 5
1		
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>		
मुद्रा <sup>2</sup>		
स्वीकृत ऋण की धनराशि		
31-03-24/सीओडी0 तक आहरित सकल ऋण की धनराशि 3.4.5.13.15		
व्याज का प्रकार <sup>3</sup>		
स्थिर व्याज दर, यदि लागू हो		
आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) व्याज है		
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) व्याज है <sup>4</sup>		
क्या कोई ऊपरी/नीचे की सीमा है <sup>5</sup>	हो / नहीं	हो / नहीं
यदि उक्त का उत्तर "हाँ" है, तो ऊपरी/नीचे की सीमा विनिर्दिष्ट करें		
ऋण स्थागन अवधि <sup>6</sup>		
ऋण स्थागन कब से प्रभावी		
प्रति संदाय अवधि		
प्रति संदाय कब से प्रभावी		
प्रति संदाय बारबारता <sup>7</sup>		
प्रति संदाय की किश्तें <sup>8,9</sup>		
आधार विनिमय दर <sup>10</sup>		
क्या विदेशी मुद्रा ऋण है/है नहीं?		

विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकज का वितरण					
परियोजना का नाम					योग
परियोजना 1					
परियोजना 2					
परियोजना 3 एवं क्रमशः अग्रतर					

### टिप्पणी:-

- 1 ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस अभिकरण से है जिससे ऋण लिया गया है यथा-डब्ल्यूडी0 ए0डी0बी0 पी0एन0बी0 एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0, इत्यादि।
- 2 मुद्रा (करेंसी) का तात्पर्य ऋण की प्रचलित मुद्रा से है यथा यू0एस0डालर डी0एम0 येन भारतीय रुपया आदि
- 3 विद्यमान अस्तित्वों के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष अस्तित्वों के लिये वाणिज्यिक प्रचलन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे।
- 4 जहाँ ऋण का पुनः वित्त पोषण किया गया है तो पुनः वित्त पोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा तथापि उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
- 5 यदि विभिन्न इकाइयों के लिए धार्मिक में हैन्डेल का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
- 6 ब्याज के प्रकार का तात्पर्य ब्याज की स्थिरता फ्लैट या अस्थिर/फ्लोटिंग से है।
- 7 आधार दर का तात्पर्य पी0एल0आर0 एल0आई0बी0आर0 आदि जैसे आधार से है जिसके ऊपर उपान्त (मार्जिन) जोड़ा जाना है। आहरण के दिनांक से विभिन्न दिनांक पर लागू आधार दर भी सलगन की जा सकती है।
- 8 उपान्त 'मार्जिन' का तात्पर्य अस्थिर 'फ्लोटिंग' दर के ऊपर के बिन्दुओं (प्लाइन्ट) से है।
- 9 कभी कभी अस्थिर दरों के विचलन का रोकने के लिये जाम करन के लिये ऊपरी सीमा तय की जाती है यदि ऐसी कोई स्थिति हो तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
- 10 ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व (लान सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
- 11 प्रतिसदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसदाय यथा 7 वर्ष 10 ग्य 25 ग्य आदि से है।
- 12 प्रतिसदाय बारबारता का तात्पर्य उस अन्तराल से है जिस पर ऋण सेवा डेब्ट सर्विसिंग की जाती है जैसे मासिक त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक इत्यादि।
- 13 जहाँ किसी ऋण के लिये एक से अधिक आहरण प्रतिसदाय हो तो प्रत्येक आहरण/प्रतिसदाय की धनराशि व उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
- 14 यदि ऊपर प्रस्तुत आँकड़ों से प्रतिसदाय की किस्त धनराशि और प्रतिसदाय का दिनांक नहीं निकाला जा सक तो प्रतिसदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा।
- 15 विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक आहरण एवं प्रतिसदाय के दिनांक के साथ उस दिनांक की विनिमय दर भी दी जायेगी।
- 16 आधार विनिमय दर का तात्पर्य विद्यमान अस्तित्वों के लिये दिनांक 31-03-2024 को और शेष अस्तित्वों के लिये वाणिज्यिक प्रचलन के दिनांक को प्रचलित विनिमय दर से है।
- 17 हैजिंग के मामले में हैजिंग की प्रकृति हैजिंग की सम्बन्धित तथा हैजिंग की लागत आदि दर्शाएँ।
- 18 विदेशी ऋण की स्थिति में विदेशी मुद्रा विनिमय दर जो प्रतिसदाय के समय तथा ब्याज के भुगतान की अवधि को लागू हो, दर्शाएँ।
- 19 टूइंग अप के समय ब्याज की दर का पुनः निर्धारण यदि कोई हो अलग से प्रस्तुत किया जायेगा।
- 20 टूइंग अप के समय ऋण का पुनर्वित्त पोषण जो विगत में विचारित उसका विवरण दर्शाएँ विवरण जैसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि पुनर्वित्त पोषित ऋण उसकी शर्तें तथा अन्य वित्त पोषण व्यय जो किये गये हैं आदि दर्शाएँ।

(याचिकर्ता)

## भाग-एक प्रपत्र 9(अ)

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के उपरान्त अतिरिक्त पूँजीगत लागत का वर्ष वार विवरण

याचिकर्ता का नाम

सिद्धत गृह का नाम

वर्ष	अधार पर	जिसका भुगतान नहीं हुआ	अधार पर	अवधि का ब्याज जो कालम 3 में सम्मिलित है	की गयी	धनराशि यदि कोई हो
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						
40						
41						
42						
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						

की प्रति भी सत्यापन करें

अलग से दर्शाये

दर्शाये।

टिप्पणी

दर्शाते हुए भर।

2

50 करोड़. आरम्भिक पुर्ज-5 करोड़

(याचिकर्ता)

भाग एक:प्रपत्र-9(ब)

परियोजना की सपमोग योग्य जीवनकाल के अन्त में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्रमांक	वर्ष	प्रत्येक इकाई विद्युत गृह के सपमोग के योग्य जीवन काल के अन्तिम पाँच वर्षों में किये गये कार्य/ उपकरण की आपूर्ति	अतिरिक्त निवेशित धर की मात्रा (समस्त देय प्रयोजन)				विधिसायली निसके अन्तर्गत मौग की गई	औचित्य	काल वृद्धि पर प्रभाव
			देय होने के आधार पर	कालम 4 में सम्मिलित दायित्व जिसका भुगतान होना है	नकद भुगतान आधारित (6=4-5)	कालम 4 में सम्मिलित निमाणकाल में ध्याज			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

टिप्पणी

1. अतिरिक्त धाय की मोग दल प्रसार प्रयोजन के साथ पूँजीगत प्राप्ति से प्राप्त आले लागत लाभ का विश्लेषण प्रस्तुत करना चाहिए।

प्रत्येक आवेदन से सम्बन्धित मौग तथा अतिरिक्त पूँजीकरण के सम्बन्धित विनिर्देशों के अनुसार औचित्य तथा अतिरिक्त पूँजीकरण की आवश्यकता दर्शाये।

(याचिकर्ता)



## अवधि में हटायी गयी अस्तिथियों का विवरण

याचिकर्ता का नाम ....

विद्युत गृह का नाम .....

क्षेत्र

प्रदेश ..... जिला

समाप्ति अथवा अतिरिक्त  
पूजीगत व्यय हेतु मांगी  
गयी।

-

घनराशि

लिपिणी विवरण तय्यार प्रस्तुत किया जाय

(याचिकर्ता)

## भाग-एक प्रपत्र--9 (ग)

मार्गे गये अतिरिक्त पूँजीकृत व्यय का पुस्तकों के अनुसार वृद्धि से समाधान विवरण

याधिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वार्षिक प्रचालन की तिथि

क्र.सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	घटाया: प्रारम्भिक सकल समूह (ग्रास ब्लॉक)					
	पुस्तक के अनुसार कुल आधिक्य					
	घटाया अन्य चरणों से सम्बन्धित आधिक्य (चरणवार विभाजन करें)					
	प्रदर्शित परियोजना/इकाई/चरण से सम्बन्धित शुद्ध आधिक्य					
	घटाया पृथकीकरण (मद जो अनुमन्य नहीं/नहीं मागी गयी)					
	शुद्ध भेगा गया अतिरिक्त पूँजीगत व्यय					

टिप्पणी किसी भी व्यय को समाप्त किये जाने की स्थिति में कारणों को स्पष्ट करें

(याधिकर्ता)

## भाग-एक प्रपत्र-9 (द)

समाप्त किये जाने हेतु प्रस्तुत बिना मदों अस्तित्वों कार्यों का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

वाणिज्यिक प्रचलन की तिथि .....

उपकरण  
का शीश

आधारित

सम्मिलित  
भुगतान हेतु  
देयताआधार पर  
(5=3-4)ब्याज जो  
कालम 3 में  
सम्मिलित नहीं

टिप्पणी .

विद्युत ग्रहों में।

(याचिकर्ता)

### पूजी लाभत विवरण

यगदिकर्ता का नाम

$$H^2_{\text{ét}}(X, \mathbb{Z}) \cong H^2_{\text{ét}}(Y, \mathbb{Z}) \oplus H^2_{\text{ét}}(Z, \mathbb{Z})$$
[illegible]

**दिष्यन्ती:-**

प्रारम्भिक विधे 'नेष्टिया' का मध्य प्रादेशिक प्रचालन की विधि (सीओडी) से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवं अन्त की ससकी दर्शायी गयी विधि से।

(याचिकर्ता)

भाग-एक, पृष्ठ ३-फ

**प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों का विवरण पत्र  
(प्रासंगिक तिथि एवं वर्षवार दें)**

याचिकाकर्ता का नाम  
विद्युत गृह का नाम

क्र.सं.	प्रासंगिक तिथि का
क	<p>पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक प्रगतिशील पूँजीगत कार्य</p> <p>क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि</p> <p>क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज (आई०ई०डी०सी०) की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि</p> <p>क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि</p> <p>प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों में अयधि में बढ़ोतरी</p> <p>ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि</p> <p>ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि</p> <p>ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि</p> <p>ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि</p> <p>अयधि में सकल समूह (ग्रुप ब्लॉक) को स्थानांतरित धनराशि</p> <p>उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि</p> <p>ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि</p> <p>ग में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि</p> <p>ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि</p> <p>ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि</p> <p>अयधि में प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित व्ययों में की गयी कमी</p> <p>उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त घ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि</p> <p>के अनुसार अंतिम पूँजीगत प्रगतिशील कार्य</p> <p>उपर्युक्त ङ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि</p> <p>ङ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि</p> <p>ङ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त ङ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि</p> <p>उपर्युक्त ङ में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि</p>

टिप्पणी -

एवम् अन्त की दर्शायी गयी तिथि से

भाग-एक: प्रपत्र-10

## अतिरिक्त पूँजीकरण का वित्त पोषण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रारम्भ)	वास्तविक					स्वीकृत				
	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य , उपकरणों में पूँजीकृत धनराशि										
वित्त पोषण के विवरण										
ऋण-1										
ऋण 2										
ऋण-3 और क्रमशः अग्रतर										
कुल ऋण										
अंश पूँजी (इक्विटी)										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया विवरण दें)										
योग										

## टिप्पणी

- 1 प्रथम वर्ष का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि वाले वर्ष से है तथा द्वितीय वर्ष तृतीय वर्ष आदि क्रमशः उससे अगले वर्ष होंगे।
- 2 अतिरिक्त पूँजीकरण की पूर्ति हेतु वांछित ऋणों का विवरण प्रपत्र-7 अथवा 8 के अनुसार जो भी प्रासंगिक हो दे दिया जाय

(याचिकर्ता)

## ह्रास दर की सम्पन्ना

साक्षिकाकर्ता का नाम

महाराष्ट्र राज्य सरकार

नगरपालिका लाख रु० में

जमीन का क्षेत्रफल

25 एकड़

जो भी बाद में हो तथा उसके | ह्रास की दर  
पर्यन्त 31-3-2029 तक

घनराशि

1

संख्या 3

भूमि*
नवम
और अग्रतर

1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		
47		
48		
49		
50		
51		
52		
53		
54		
55		
56		
57		
58		
59		
60		
61		
62		
63		
64		
65		
66		
67		
68		
69		
70		
71		
72		
73		
74		
75		
76		
77		
78		
79		
80		
81		
82		
83		
84		
85		
86		
87		
88		
89		
90		
91		
92		
93		
94		
95		
96		
97		
98		
99		
100		

\*फ्रीहोल्ड एवं लीज होल्ड भूमि के विवरण अलग-अलग दशाये।

टिप्पणी :

आवेदन के अनुसार  
चाहिए

साक्षिकता

## भाग एक-प्रपत्र-12

## हास का विवरण

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

(घनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	प्रारम्भिक पूँजी लागत						
	अंतिम पूँजीगत लागत						
	पूँजीगत लागत का औसत						
	फ्री होल्ड भूमि						
	हास की दर						
	हास की घनराशि						
	अवधि के आरम्भ में उपभोग						
	समयावधि के प्रारम्भ में उपभोग						
	योग्य जीवनकाल का अवशेष						
	हास योग्य शेष मूल्य/कम						
	हास (अवधि के लिए)						
	हास (वार्षिक आधार पर)						
	अवधि के अन्त में संचयी हास						
	घटायी दिनांक 01.04.2019 अथवा विद्युत गृह के वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि अथवा विद्युत गृह वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को बिना भुगतान किये गये दायित्वों से सम्बन्धित संचयी हास की घनराशि						
	घटायी पूँजीकरण के वापस लिये जाने के कारण संचयी हास का समायोजन						
	अवधि के अन्त में शुद्ध संचयी हास						

(याचिकर्ता)



## भाग-एक प्रपत्र-13

## वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर की गणना

वाचिकर्ता का नाम -

बंधित गृह का नाम

घनराशि लाख रु० में

	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
सकल ऋण - आरम्भिक					
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संघयी प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - आरम्भिक					
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण					
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - अंतिम					
औसत शुद्ध ऋण					
ऋण पर ब्याज की दर					
ऋण पर ब्याज					
ऋण-2					
सकल ऋण - आरम्भिक					
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संघयी प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - आरम्भिक					
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण					
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - अंतिम					
औसत शुद्ध ऋण					
ऋण पर ब्याज की दर					
ऋण पर ब्याज					
ऋण-3 एवं इसी प्रकार आगे					
सकल ऋण - आरम्भिक					
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संघयी प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - आरम्भिक					
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण					
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय					
शुद्ध ऋण - अंतिम					
औसत शुद्ध ऋण					
ऋण पर ब्याज की दर					

ऋण पर व्याज				
कुल ऋण				
सकल ऋण - आरम्भिक				
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिशदाय				
शुद्ध ऋण - आरम्भिक				
जाड़े - वर्ष के दौरान आहरण				
गर्मी - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिशदाय				
शुद्ध ऋण - अंतिम				
औसत शुद्ध ऋण				
ऋणों पर व्याज				
ऋणों पर व्याज की भारित औसत दर				

### टिप्पणी

यदि ऋणों पर व्याज की भारित औसत दर 10% से कम हो जाती है तबनामे मूल मुद्दा में भी गणना को अलग से इसी प्रपत्र में प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग एक प्रपत्र 13(अ)

## ऋण पर ब्याज की गणना

साधिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रुप में)

विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6
सकल ऋण - आरम्भिक					
गत वर्ष तक ऋणों की संचयी अदायगी					
शुद्ध ऋण - आरम्भिक					
जोड़ी: वर्ष / अवधि में अतिरिक्त ऋण के कारण					
घटायी: वर्ष / अवधि में पूँजीकरण के समापन के फलस्वरूप कमी					
घटायी: वर्ष / अवधि में अदायगी के कारण कमी					
जोड़ी: वर्ष / अवधि में व्ययों के पुनर्मूल्यांकन के कारण वृद्धि					
शुद्ध ऋण - अंतिम					
ऋणों पर ब्याज की भारित					
ऋणों पर ब्याज					

(साधिकर्ता)

## भाग-एक प्रपत्र-13(ब)

## कार्यकारी पूँजी पर ब्याज की संगणना

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

(घनराशि लाख ₹0 में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	कोयले की लागत <sup>1</sup>						
2	द्वितीयक तेल ईंधन की लागत <sup>1</sup>						
3	ईंधन लागत						
4	द्रव ईंधन भंडार						
5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
6	अनुरक्षण हेतु अतिरिक्त पुर्जें						
7	प्राप्तियाँ						
8	कुल कार्यकारी पूँजी						
9	ब्याज की दर						
10	कार्यकारी पूँजी पर ब्याज						

<sup>1</sup>कोयला आधारित उत्पादन विद्युत गृहों के लिये।

(याचिकर्ता)

भाग एक प्रपत्र 13(स)

राणिज्यिक प्रचालन की तिथि को अन्य आय

राशिकर्ता का नाम .

विद्युत गृह का नाम .

(घनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	वर्तमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
2							
1	ऋणों एवं अग्रिम पर ब्याज						
2	जमाओं पर प्राप्त ब्याज						
3	विनिर्माण से आय						
4	स्क्रैप (रद्दी) की विक्रय से आय						
5	सामयिक भुगतान पर प्राप्त छूट						
6	भुगतान पर अधिभार						
7	आवासीय मकानों से प्राप्त किराया						
8	विविध प्राप्ति (विवरण दें)						

राशिकर्ता,

## भाग-एक:प्रपत्र-13(द)

वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि/वास्तविक अथवा अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक  
निर्माण अवधि में आकस्मिक व्यय

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि	वास्तविक / अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि
अ	व्यय की शर्तें		
1	कार्मिकों के लाभ सम्बन्धी व्यय		
2	दत्त पोषण लागत		
3	जल प्रभार		
4	सन्देश व्यय		
5	विद्युत व्यय		
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
7	अन्य व्यय (कृपया विवरण दें)		
8	अन्य परिचालन पूर्व व्यय		
ब	कुल व्यय		
	घटायी . निविदाओं की विक्रय से आय		
	घटायी : अतिरिक्त गृह से आय		
	घटायी: समित्वाकारों से वसूली गयी आय		
	घटाया . जमाओं पर व्यय		

(याचिकर्ता)

भाग एक पृष्ठ 125

वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि/ वास्तविक अथवा अनुमानित वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक  
विभिन्न पैकेजों में आकस्मिक व्यय

याचिका का नाम

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु0 में)

		की तिथि को	की तिथि को
1	पैकेज-1		
2	पैकेज-2		
3	पैकेज-3		
4			
5			

(याचिकर्ता)

भाग एक प्रपत्र 14

आई०डी०सी० एंव वित्त योजन प्रसारों की गणना के लिये डा-डाउन शिड्यूल

यच्छ्रुत्वा कं भाषे

पिछले गृह का नाम

		प्रथम त्रैमास	द्वितीय त्रैमास	त्रैमास एन० (सी०ओ०डी०)
क्रम संख्या	विवरण	विदेशी मुद्रा में परिवर्तित	ड्रा-डाउन धनराशि की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि
1	ऋण			
1.1	विदेशी ऋण			
1.1.1	विदेशी ऋण— 1			
	ड्रा-डाउन धनराशि			
	आई०डी०सी०			
	वित्त पोषण प्रभार			
	विदेशी विनिमय दर			
	हेजिंग लागत			
1.1.2	विदेशी ऋण—2			
	ड्रा-डाउन धनराशि			
	आई०डी०सी०			
	वित्त पोषण प्रभार			
	विदेशी विनिमय दर			
	हेजिंग लागत			
1.1.3	विदेशी ऋण—3			
	ड्रा-डाउन धनराशि			
	आई०डी०सी०			
	वित्त पोषण प्रभार			
	विदेशी विनिमय दर			
	हेजिंग लागत			



114

11 कुल विदेशी  
श्रम  
हम डोउन  
घनराशि

हैजिंग लागत

12 भारतीय श्रम

121

122

124

12 कुल भारतीय  
ऋण

	ड्रा-डाउन घनराशि									
	आई0डी0सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
1	आहरित ऋणों का योग									
	आई0डी0सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी दिनिम्य दर विचलन									
	हेजिंग लागत									
2	अंश पूँजी इक्विटी									
2.1	विदेशी अंश पूँजी									
2.2	भारतीय आहरित अंश पूँजी									
	परिभिक्षोजित कुल अंश पूँजी									

टिप्पणी -

- कार्यान्वयन अनुसूची की पूर्ति हेतु ऋण तथा अंश पूँजी (इक्विटी) का आहरण समरूप आधार पर होगा। आरम्भ काल में उच्चतर अंश पूँजी का आहरण अनुमत्त है।
- ब्याज की पुनर्निर्धारित तिथियाँ सहित लागू ब्याज दरें अलग से दें।
- बहु इकाइयों वाली परियोजनाओं के मामले में पूँजीकरण हेतु प्रयुक्त अनुपात का विवरण प्रस्तुत करें।

(याचिकाती)

भाग-एक प्रपत्र-14(अ)

वास्तविक नकद व्यय

(धनराशि लाख रु० में)

विवरण

प्रपत्र-1

नियंत्रण

सकल समूह (ग्राम ब्लॉक) पर व्यय  
जोड़ा प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों पर  
व्यय  
जोड़ा पूँजीगत अग्रिम, यदि कोई हो  
घटायी समाप्त किये गये दायित्व

जोड़ा / घटायी अन्य

पूँजीगत आपत्तियों से सम्बन्धित  
सविदाकारी / आपूर्तिकर्ताओं को

पृ. 11

## भाग-एक:प्रपत्र-15

ऊर्जा प्रभार की संगणना हेतु ईंधन के सम्बन्ध में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना/विवरण  
याचिकर्ता का नाम  
विद्युत गृह का नाम

क्र.सं.	विवरण	इकाई	पूर्ववर्ती तीसरे माह के लिए (सी0ओ0डी0 को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)		पूर्ववर्ती दूसरे माह के लिए (सी0ओ0डी0 को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)		पूर्ववर्ती पहले माह के लिए (सी0ओ0डी0 को या 01-04-2024 को प्रकरण के अनुसार)	
			घरेलू	आयातित	घरेलू	आयातित	घरेलू	आयातित
1	ऊर्जा कम्पनी द्वारा आपूरित कोयला की मात्रा	एम0एम0टी0						
2	ऊर्जा कम्पनी द्वारा आपूरित मात्रा में समायोजन (+/-)	एम0एम0टी0						
3	ऊर्जा कम्पनी द्वारा आपूरित कोयला (1+2)	एम0एम0टी0						
4	परहेज परमाणु एवं (हैन्डलिंग) उठाई-धराई हानिधा (कोयला आधारित परियोजना हेतु)	एम0एम0टी0						
5	शुद्ध आपूरित कोयला (3-4)	एम0एम0टी0						
6	ऊर्जा कम्पनी द्वारा प्रभारित धनराशि	रुपये						
7	ऊर्जा कम्पनी द्वारा प्रभारित धनराशि में समायोजन (+/-)	रुपये						
8	ऊर्जा प्रभारित धनराशि (6+7)	रुपये						
9	ऊर्जा परिवहन सहक द्वारा परिवहन हेतु परिवहन प्रभार	रुपये						
10	ऊर्जा प्रभारित कम्पनी द्वारा प्रभारित धनराशि में समायोजन (+/-)	रुपये						
11	ऊर्जा प्रभारित प्रभार यदि कोई	रुपये						
12	म0 पी0अर0 प्रणाली के द्वारा यदि लागू हो कोयला परिवहन में डीजल की लागत	रुपये						
13	ऊर्जा परिवहन प्रभार (9 +10 +12)	रुपये						

4	परिवहन का पैनल पर न्यून आपूर्ति कोयले के लिये आपूर्ति कुल रु० 9 12				
15	दध कोयले का भारित औसत सकल कैलोरी मूल्य	(कि०कैलोरी /कि०ग्रा०)			
16	मिश्रण का अनुपात (घरेलू/आयातित)				
17	प्रारम्भ में तीन माह की कोयले की भारित औसत लागत				
18	घरेलू कोयले के वी० सी० के अनुसार घरेलू कोयले की जी०सी०वी०				
19	आयातित कोयले के वी० सी० के अनुसार आयातित कोयले की जी०सी०वी०				
20	घरेलू कोयले के वी० सी० की औसत जी०सी०वी०				
21	विद्युत गृह पर प्राप्त घरेलू कोयले की जी०सी०वी०				
22	विद्युत गृह पर प्राप्त आयातित कोयले की जी०सी०वी०				
23	विद्युत गृह पर प्राप्त कोयले की भारित औसत जी०सी०वी०				

## टिप्पणी

1. उपरोक्त तालिका में दर्शाये गये सभी विवरण ईंधन एवं ऊर्जा की विवरण में दर्शाये गये  
प्रस्तुत किया जाये
2. कोयले की मात्रा तथा मूल्य जैसे सार्वजनिक सम्पत्ति के प्रयोग के  
प्रस्तुत करना चाहिए,

(याचिकर्ता)

## भाग-एक प्रपत्र-16

पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित विवरण/सूचना जो प्रस्तुत की जाय

याचिकर्ता का नाम ....

विद्युत गृह का नाम .

क्र०स०	कैपिटल पुर्जों एवं व्ययों का विवरण	जैसा कि अतिरिक्त पूँजीकरण हेतु माँगा गया	क्षतिपूर्ति भत्ते के माध्यम से वित्त पोषित	विशेष भत्ते के माध्यम से वित्त पोषित	भंडार एवं पुर्जों के रूप में माँगा गया
	पुर्जों का नाम	धनराशि			
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					

(याचिकर्ता)







परिशिष्ट-दो

विद्युत दर निर्धारण हेतु  
टैरिफ फाइलिंग फार्मस (जल विद्युत)

भाग – द्वितीय





प्रपत्र-13(ख)	क्रियाशील पूँजी पर ब्याज की संगणना	
प्रपत्र-13(ग)	वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को अन्य आय	
प्रपत्र-13(घ)	निर्माण की अवधि में आकस्मिक व्यय	
प्रपत्र 14	निर्माण अवधि के ब्याज तथा वित्त पोषण व्ययों की संगणना हेतु कार्यक्रम का निर्धारण	
प्रपत्र-14(क)	वास्तविक नकद व्यय	
प्रपत्र 15(क)	पोन्डेज/स्टोरेज टाइप सहित रन आफ रिवर (आर0ओ0आर0) नये विद्युत गृहों की डिजाइन इनर्जी एवं मेगावाट क्षमता (माह वार)	
प्रपत्र 15(ख)	रन आफ रिवर (आर0ओ0आर0) विद्युत गृहों की डिजाइन इनर्जी एवम् मेगावाट क्षमता (माह वार)	
प्रपत्र-16	देनदारियों के प्रकटीकरण का विवरण-पत्र	

## अन्य सूचनाएं / दस्तावेज

क्रम	सूचना / दस्तावेज
संख्या	
	संगम-जापन एवं संगम अनुच्छेद (यू0पी0इ0आर0सी0 को प्रथम बार टैरिफ आवंदन करने वाली कंपनी द्वारा नये विद्युत गृह लगाने (सेट अप) के लिये, पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृह वार एव कारपोरेट संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ एवं हानि लेखा वर्तमान विद्युत गृह के लिये तथा सुसंगत वर्षों के लिए विद्युत गृह की सी0 और डी0 पर सभी अनुसूचियों तथा परिशिष्टों के साथ विद्युत गृहवार एव कारपोरेट संपरीक्षित तुलन पत्र और लाभ हानि लेखा
3	सुसंगत ऋण संबंधी अनुबंधों की प्रतियाँ
	प्रतियाँ
	के लिये आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ
	विस्तृत टिप्पणी
	सम्पत्ति अभिलेखों के सूची पत्र प्रस्तुत किये जायेंगे
	विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन
	सी0पी0एम0 एनालाइसिस
	पाट घाट एव बार घाट
	लागत वृद्धि एवम विलम्ब का औचित्य
	लागत लेखा अभिलेख लागत विवरण ब्यौरा विवरण तथा परिशिष्ट आदि सहित लागत सम्प्रदा प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगी एव उसके पश्चात जैसा कि प्रथम दो वर्षों अर्थात् 2024-25 तथा 2025-26 के दू.अप मध्यवर्षी वर्ष 2026-27 तथा में तथा टैरिफ अवधि 2024-29 की शेष अवधि के दू.अप वर्ष 2029-30 में जैसा कम्पनी स्तर से भारत सरकार को प्रस्तुत किया जाता है. एकीकरण रूप में प्रस्तुत करेगी। प्रारम्भिक टैरिफ के निर्धारण के मामले में अन्तिम उपलब्ध लागत सम्प्रदा प्रतिवेदन प्रस्तुत करना चाहिए
9	कोई अन्य सुसंगत सूचना (कृपया उल्लेख करें)
10	वास्तविक अशिरिक्त पूंजीकरण तथा विद्युत गृह के चरणों में तुलन पत्र के समाधान

सूचनाएँ सी0डी0/फलोंपी डिस्क पर भी प्रस्तुत की जायेंगी

## सार-पत्रक

याचिकर्ता का नाम :  
विद्युत गृह का नाम  
स्थान (क्षेत्र/ राज्य / जिला)

(लाख रुपयों में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	झास						
1.2	अंश पर व्यय						
1.3	अंश पूंजी (इक्विटी) पर लाभ						
1.4	कार्यकारी पूंजी पर व्यय						
1.5	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
	योग						

टिप्पणी

विनियमों के अनुसार अंश पूंजी (इक्विटी) का विवरण करते हुए संगणनाओं का विवरण प्रस्तुत किया जाएगा।

भाग-दो: प्रारूप-1(i)

## मॉगी नयी पूंजीगत लागत का विवरण-पत्र

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक पूंजीगत लागत					
	जोड़ा: वर्ष/अवधि में वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अप्रूजिकरण					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्यय वृद्धि					
	औसत पूंजीगत लागत					

भाग-दो: प्रारूप-1(ii)

## पूंजीगत लागत का विवरण

क्रम संख्या	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	प्रारम्भिक अंश पूंजी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में अतिरिक्त प्राप्ति के कारण वृद्धि					
	घटाया: वर्ष/अवधि में अप्रूजिकरण के कारण कमी					
	घटाया: वर्ष/ अवधि में वापसी के कारण कमी					
	जोड़ा: वर्ष/ अवधि में व्ययों में वृद्धि					
	अंतिम अंश पूंजी					
	औसत अंश पूंजी					
	अंश पूंजी पर लाभ की दर					
	अंश पूंजी पर लाभ					

(याचिकर्ता)

## भाग दो. प्रारूप-2

## वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक, जल विद्युत गृह का प्रकार

समता सूचकांक तथा प्राथमिक ऊर्जा दर निर्धारण हेतु विचारित निर्धारित का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

क्र० स०	विवरण	इकाई	विविधमान 2023-24	2024	25,2025	26,2026	27,2027	28	2028	29
1	गृह राज्य को निशुल्क ऊर्जा	%								
2	गृह राज्य को निशुल्क ऊर्जा	%								
3	दिनांक									
4	विद्युत गृह का प्रकार									
5	(क) भूतल/भूमिगत									
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										
49										
50										
51										
52										
53										
54										
55										
56										
57										
58										
59										
60										
61										
62										
63										
64										
65										
66										
67										
68										
69										
70										
71										
72										
73										
74										
75										
76										
77										
78										
79										
80										
81										
82										
83										
84										
85										
86										
87										
88										
89										
90										
91										
92										
93										
94										
95										
96										
97										
98										
99										
100										

याचिका के साथ माहवार ऊर्जा अभिकल्पना अंक अलग से दिये जाएंगे।

(याचिकर्ता)

## जल विद्युत परियोजना के प्रमुख तत्व

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

1 अवस्थिति	
राज्य / जिला	
मंडी	
2 विपथन सुरंग	
आयाम / आकार	
लम्बाई (मीटर)	
3 बाँध	
प्रकार	
बाँध की अधिकतम ऊँचाई (मीटर)	
4 स्पिल वे	
प्रकार	
स्पिल वे की क्रैस्ट नेवल लेवल	
5 जलाशय	
पूर्ण जलाशय स्तर (एम0आर0एल0) (मीटर)	
जल आहरण न्यूनतम स्तर (एम0डी0डी0एल0) (मीटर)	
लाइव स्टोरेज (एम0सं0एम0)	
6 डीसिल्टिंग व्यवस्था (गाद हटाना)	
प्रकार	
समर्थन का आयाम	
प्रकार का जल जमा करने का प्रकार (विस्तार)	
7 टेल रेस टनल	
आयाम एवं आकार	
न्यूनतम स्तर	
रेस टनल डिस्चार्ज (क्यूनेक्स)	
8 सर्ज शाफ्ट	
प्रकार	
आयाम (मीटर)	
रेस टनल (मीटर)	
9. जल कपाट (पैन स्टॉक) प्रेशर शाफ्ट	
प्रकार	
आयाम एवं लम्बाई (मीटर)	
10. विद्युत गृह	
स्थापित क्षमता (इकाइयों की संख्या x मेगावाट)	
टर्बाइन का प्रकार	
रेटड हेड (मीटर)	
रेटड डिस्चार्ज नि सारण क्यूनेक्स	
पूरा भरा होने पर जलाशय का शीर्ष स्तर (मीटर) जल निकासी पर जलाशय का न्यूनतम स्तर (मीटर)	
जलाशय के पूरा भरा होने पर मेगावाट क्षमता (एम0आर0एल0)	
जल निकासी पर जलाशय के न्यूनतम स्तर पर मेगावाट क्षमता (एम0डी0डी0एल0)	
11 टेल रेस टनल/चैनल	
आयाम (मीटर), आकार	
लम्बाई (मीटर)	



न्यूनतम टेलीग्राफर स्तर (मीटर)

12. स्विचबोर्ड
स्विचगियर का प्रकार
जेनरेटर बे की संख्या
एस कपलर बे की संख्या
लाइन बे की संख्या

१५. (1)

समयवधि के दौरान विद्युत जनन की सीमाओं को निर्दिष्ट किया जाय।

(याचिकता)

**विदेशी ऋणों का विवरण**  
(यादिका अधीन परियोजना पर लागू केवल ऋणों के संबंध में विवरण)

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

सीओडी को अध्या 31.3.2024, जो भी बाद में हो, को विनिमय दर \_\_\_\_\_

31-03-2024 को विनिमय दर \_\_\_\_\_

(धनराशि लाख में)

क्र० स०	वित्तीय वर्ष (सीओडी से प्रारम्भ)	वर्ष-1				वर्ष 2				वर्ष-3 एवं अग्रतर			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	प्रासंगिक विनिमय दर	धनराशि (रु० लाख)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	प्रासंगिक धनराशि (रु० लाख)	दिनांक	धनराशि (विदेशी मुद्रा)	प्रासंगिक विनिमय दर	धनराशि (रु० लाख)
	<b>मुद्रा करेंसी 1'</b>												
क्र 1	आहरण के दिनांक को												
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक												
3	व्याज भुगतान का अनुसूचित दिनांक												
4	वित्तीय वर्ष के समापन पर												
ख 1	हैजिंग के मामले में												
1	हैजिंग की के दिनांक को												
2	हैजिंग को समयवधि												
3	हैजिंग की लागत												
	<b>मुद्रा करेंसी 2'</b>												
क्र 1	आहरण के दिनांक को												
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक												
3	व्याज भुगतान का अनुसूचित दिनांक												
4	वित्तीय वर्ष के समापन पर												
ख 1	हैजिंग के मामले में												
1	हैजिंग के दिनांक को												
2	हैजिंग की समयवधि को												
3	हैजिंग की लागत												
	<b>मुद्रा (करेंसी) 3' एवं अन्य</b>												

क 1	आहरण के दिनांक				
2	मूल के पुनःसंदाय का अनुसूचित दिनांक				

4

समापन पर

ख 1	हैजिंग के मामले में				
1	हैजिंग की के दिनांक को				
2	हैजिंग की समयावधि				
3	हैजिंग की लागत				

मूद्रा के नाम का उल्लेख किया जाय यथा—यूएस0 डालर डी0एम0 आदि—आदि

2

जायेगी

आदि को अवश्य दर्शाये

(याचिकता)



## भाग- दो प्रारूप- 5

## विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूँजी लागत का सारांश

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

उ०प्र०वि०नि०आ० द्वारा स्वीकरी गई पूँजी लागत

क दिनांक ..... को स्वीकृत पूँजीगत लागत  
(उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा प्रासंगिक आदेश की याचिका संख्या एवं दिनांक सहित सन्दर्भ दें)

ख ..... में प्रस्तावित परियोजना के लिए अनुमानित लागत में अथवा प्रासंगिक मुद्रा (करंसी) में)

ग पूँजीगत लागत हेतु स्वीकार की गयी विदेशी विनिमय दर (रु० लाख)

कुल विदेशी संघटक (रु० लाख )

घरेलू संघटक (रु० लाख)

तो (रु० लाख )

कुल स्वीकार की गई पूँजी लागत (घ+ङ+त) (लाख रुपयों में)

(याम्यकता)

पूँजी लागत प्राक्कलन का सार तथा नई परियोजनाओं के वाणिज्यिक प्रचालन किये जाने की अनुसूची

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

नई परियोजनाएं

पूँजी लागत प्राक्कलन

पूँजी लागत प्राक्कलनों का अनुमोदन करने वाले निदेशक मण्डल / अभिकरण		
पूँजी लागत प्राक्कलन के अनुमोदन का दिनांक		
	वर्तमान (दिन) लागत	समापन लागत
अनुमोदित प्राक्कलनों का मूल्य स्तर	वर्ष के त्रैमासिक के अन्त पर	विद्युत गृह के अनुसूचित सी०ओ०डी० को
पूँजी लागत प्राक्कलनों हेतु विचारित विदेशी विनिमय दर		
आई०डी०सी० आई०ई०डी०सी० एवं एफ०सी० को छोड़कर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस०डॉलर में या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये)		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० एवं हैजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डॉलर में या सुसंगत विदेशी मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		
कुल आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये)		
विचारित करों और शुल्कों की दर		
आई०डी०सी०, आई०ई०डी०सी०, एफ०सी०, एफ०ई०आर०वी० तथा हैजिंग को मिलाकर पूँजी लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई, (मिलियन यू०एस० डॉलर में या सुसंगत मुद्रा)		
घरेलू संघटक (लाख रुपये में)		

आई0डी0सी0, आई0ई0डी0सी0, एफ0सी0 को मिलाकर पूंजी लागत  
(लाख रुपये)

विनियोग अनुमोदन के अनुसार स्थापित होये जायेगी।

इकाई एक के सी03 के अनुसार

इकाई दो के सी04 के अनुसार

अंतिम इकाई समूह के अनुसार  
(नतिज)

- 1 अनुमोदन पत्र कर प्रति सलगन की जाय।
- 2 पूंजी लागत के विवरण के अनुसार
- 3 आई0डी0सी0 ए. ई. सी. के अनुसार

(आधिकार)

नये जल विद्युत उत्पादन गृह हेतु पूंजी लागत का विघटन ब्यौरा

याचिकर्ता का नाम: .....

विद्युत गृह का नाम: .....

(घनराशि करोड़ रुपये में)

क्रम संख्या	कार्य शीर्षक	सम्बन्धित अभिकरण यथा अनुमोदित मूल लागत	द्वारा प्रचालन के दिनांक वास्तविक / अनुमानित लागत	विवर्धन दायित्व / प्राविधान	विवर्धन के कारण
1	2	3	4	5	6
1.0	अवसरचनात्मक कार्य				
1.1	विकास सहित प्राथमिकी				
1.2	भूमे				
1.3	पुनर्वास एवं पुनः स्थापन				
1.4	मठन				
1.5	नगरीकरण (टाउनशिप)				
1.6	अनुरक्षण				
1.7	औजार एवं संयंत्र				
1.8	संचार				
1.9	पर्यावरण एवं पारिस्थितिकी				
1.10	भंडारण पर लगे जाने वाले उपकरण				
1.11	प्राप्तियां एवं वस्तुतियां				
1.12	कुल (अवसरचनात्मक कार्य)				
2.0	प्रमुख सिविल कार्य				
2.1	बांध, इन्टेक एवं डीसिल्टिंग चैम्बर				
2.2	एचओआरओटीओ एचओआरओटीओ प्रेशर शाफ्ट				
2.3	ऊर्जा संयंत्र सिविल कार्य				
2.4	अन्य सिविल कार्य (विनिर्दिष्ट किये जायें)				
2.5	कुल (प्रमुख सिविल कार्य)				
3.0	जल यांत्रिक उपकरण (हाइड्रो मैकेनिकल)				
4.0	संयंत्र और उपकरण				
4.1	संयंत्र और उपकरण के प्रारम्भिक पुर्जे				
4.2	कुल (संयंत्र और उपकरण)				
5.0	कर एवं शुल्क				
5.1	सीमा शुल्क				
5.2	अन्य कर एवं शुल्क				
5.3	कुल कर एवं शुल्क				
6.0	निर्माण एवं कार्यान्वयन-पूर्व व्यय				
6.1	निर्मितीकरण, परीक्षण एवं कार्यान्वयन				
6.2	निर्माण बीमा				
6.3	स्थल पर्यवेक्षण				



6.4	कुल (निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व)
	रूपरेखा मद
	अधिष्ठान
7.2	अभिकल्पना तथा अभियन्त्रण
	समीक्षा तथा लेखा
	आकस्मिकता
	पुनर्वास एवं पुनः स्थापन
7.4	कुल रूपरेखा मद
8	अ ५०डी०सी० एफ०सी०
	एफ०आई०आर०वी०, हैजिंग लागत
	को छोड़कर पूँजी लागत
	अ ५०डी०सी० एफ०सी०
	एफ०आई०आर०वी० एवं हैजिंग लागत
	निर्माण अवधि में ब्याज (अ ५०डी०सी०)
9	विदधी विनिमय दर विचलन
	अ ५०डी०सी०
	एफ०सी०
	एफ०आई०आर०वी०
	हैजिंग लागत
10	आई०डी०सी०, एफ०सी०
	एफ०आई०आर०वी० तथा हैजिंग सहित
	कुल पूँजी लागत

\* फ्रीहोल्ड भूमि, लीज होल्ड भूमि तथा जलाशय की भूमि का विवरण अलग-अलग दें।

टिप्पणी

- उत्पादन कम्पनी के नियन्त्रण से बाहर था
- लागत का उपरिष्ठित उत्पादक कम्पनी के नियन्त्रण से परे था या नहीं।
- दो फलस्वरूप हुई है जिन्हें अलग-अलग दर्शाया गया है
- प्रस्तुत करना चाहिए
- प्रस्तुत करना आवश्यक होगा

(याचिका)

## भाग-एक-प्रपत्र-5 स

संवंत्र एवं उपकरण हेतु पूजी लागत का विभाजन क्रम

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

(धनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	कार्य का शीर्षक	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	सी०ओ०डी को लागत	विचलन	विचलन के कारण
1	2	3	4	5	6
10	जेनेरेटर, टरबाइन एवं एक्सेसरीज (उपसाधन)				
11	जेनेरेटर पैकेज				
12	टरबाइन पैकेज				
13	इकाई नियंत्रण बोर्ड				
14	सी एवं आई पैकेज				
15	जी०टी समोजक का वस डक्ट				
16	कुल (जेनेरेटर, टरबाइन एवं उपसाधन)				
20	म (धर्मी विद्युत उपकरण)				
21	स्टेप अप ट्रान्सफार्मर				
22	यूनिट आवोल्टेजरी ट्रान्सफार्मर				
23	गृह ट्रान्सफार्मर				
24	एस०सी०ए०डी०ए०				
25	वितरण बोर्ड				
26	दूरसंचार उपकरण				
27	बिंध का प्रकाशकरण पी०एच० तथा स्विचगार्ड				
28	घाउडिंग				
29	विद्युत जनन डीजल सेंट				
30	कुल (सहायक विद्युत उपकरण)				
31	विद्युत गृह हेतु सहायक उपकरण एवं सेवाये				
32	इं०ओ०टी० क्रेन				
33	अन्य क्रेन				
34	विद्युत लिफ्ट और ऐलेवेटर				
35	जल शीतलीकरण प्रणाली				
36	जल विकास एवं डीझलिंग (जल निष्कासन) प्रणाली				
37	वातानुकूल संचालन एवं ऊष्माकरण				
38	जल आपूर्ति प्रणाली				

3.9	आयल हैंडलिंग उपकरण
3.10	कार्यशाला मशीनें एवं उपकरण
3.11	कुल (सहायक उपकरण एवं सेवायें, पी0एस0 के लिये)
4.0	स्विचगियर पैकेज
5.0	समस्त सर्पयुक्त उपकरणों हेतु आरम्भिक पुर्जे
6.0	आई0सी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत को छोड़ कर कुल (संयंत्र एवं उपकरण)
7.0	आई0सी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 एवं हैजिंग लागत
7.1	निर्माण अवधि में व्यय (आई0सी0सी0)
7.2	वित्त पोषण प्रसार (एफ0सी0)
7.3	विदेशी विनिमय दर विचलन (एफ0आई0आर0वी0)
7.4	हैजिंग लागत
7.5	कुल आई0सी0सी0, एफ0सी0, एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत आई0सी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल पूंजी लागत हैजिंग लागत

12.2.011

बाह्य भा विचलन को कारणों पर विस्तृत टिप्पणी प्रस्तुत करें।

(याचिकता)

## भाग-दो प्रपत्र-5 द

## निर्माण / आपूर्ति / सर्विस पैकेज का विभाजन क्रम

याचिकर्ता का नाम:

विद्युत गृह का नाम:

1	निर्माण/आपूर्ति/ सेवा पैकेज का नाम/संख्या	पैकेज अ	पैकेज ब	पैकेज स	-----	सभी पैकेजों की कुल लागत
2	कार्य का क्षेत्र (लागत के शीर्ष में जैसा लागू है)					
3	आई0सी0बी0/डी0सी0बी0/विभागीय/डिपॉजिट कार्य के रूप में आवंटित					
4	प्राप्त प्रस्तावों की संख्या					
5	आदेश पारित किये जाने की तिथि					
6	कार्य प्रारम्भ करने की तिथि					
7	कार्य पूर्ण होने की तिथि/कार्य पूरा होने की सम्भाव्य तिथि					
8	आदेश की धनराशि (लाख रुपये में)					
9	मूल्य निश्चित अथवा वृद्धि सहित					
10	कार्य की पूर्ति अथवा सी0ओ0डी0 की तिथि जो भी पहले हो वास्तविक व्यय (लाख रुपये में)					
11	कर एवं शुल्क तथा आई0ई0डी0सी0 (लाख रुपये में)					
12	आई0डी0सी0,एम0सी0,एम0ई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत (लाख रुपये में)					
13	उप योग (10+11+12) (लाख रुपये में)					

टिप्पणी: यदि कोई पैकेज है जिसको भारतीय मुद्राओं और विदेशी मुद्राओं में दर्शाये जाने की आवश्यकता हो, तो उसे पृथक मुद्राओं में विनिमय दर तथा तिथि सहित दर्शाया जाना चाहिए।

(याचिकर्ता)

## मूल्य वृद्धि के मामले में

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

रकम	मूल लागत (लाख रु०)	जायगी अनुमानित लागत (लाख रु०)	(जहाँ लागू हो संगणना सम्बन्धित अभिलेख प्रस्तुत	के कारण साम्प्रतपर लागत में वृद्धि
-----	-----------------------	----------------------------------	--	--

लागत

1.	भूमि एवं स्थल विकास की लागत
1.1	भूमि*
1.2	रिहबिलिशन एवं री-सेटिलमेंट (आर० एण्ड आर०)
1.3	कार्यस्थल विकास संयंत्र एवं लाकरण
2.	वायु जेनरे आइलैण्ड
2.1	वायु जेनरे आइलैण्ड
2.2	टरबाइन जेनरे आइलैण्ड
2.3	
2.3.1	ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली
2.3.2	वाह्य जल आपूर्ति प्रणाली
2.3.3	डीओएम० जल संयंत्र
2.3.4	सफाईकरण संयंत्र
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र
2.3.6	ईंधन हैंडलिंग एवं भण्डारण प्रणाली
2.3.7	राख हैंडलिंग प्रणाली
2.3.8	कोयला हैंडलिंग प्रणाली
2.3.9	रोलिंग स्टॉक एवं लोकोमोटिव
2.3.10	एम०जी०आर०
2.3.11	एयर कंप्रेसर प्रणाली
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली
2.3.13	अग्निशमन प्रणाली

2.3.14	एच0पी0 / एल0पी0 प्रवाह मलिका 'लाइटिंग'					
	कुल वी0ओ0पी0 यांत्रिक					
2.4	बि0ओ0पी0 विद्युतिक					
2.4.1	स्विच गार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विचगियर पैकेज					
2.4.4	कैबिल कैबिल सुविधाएं एव ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश व्यवस्था (लाइटिंग)					
2.4.6	आकस्मिक डी0जी0 सेट					
	कुल वी0ओ0पी0 विद्युतिक					
2.5	कन्ट्रोल एण्ड इन्स्ट्रुमेंटेशन पैकेज					
	करों एवं शुल्क को छोड़कर कुल संयंत्र एव उपकरण					
3	आरम्भिक स्पेस (पुर्ज)					
4	सिविल कार्य					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासकीय भवन					
4.2	सी0 डब्लू0 प्रणाली					
4.3	शीतलीकरण मीनर (कूलिंग टावर)					
4.4	डी0एम0 जल संयंत्र					
4.5	शोधन संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन रख-रखाव एवं भण्डारण प्रणाली					
4.8	कॉयला रख-रखाव संयंत्र					
4.9	एम0जी0आर0 एव मार्शलिंग गार्ड					
4.10	राख हैंडलिंग प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र का विकास					
4.12	अग्निशमन प्रणाली					

4.4	नगरीकरण (टाउनशिप) एवं कालानी				
1.4	अस्थायी विनिर्माण एवं समर्थकारी कार्य				
4.19	सड़क एवं जल निकास				
5	कुल सिविल कार्य निर्माण एवं कार्यान्वयन--पूर्व व्यय				
7	इंजिनियरिंग (निर्माण) परीक्षण एवं स्थापित किया जाना				
6	स्थल पर्यवेक्षण				
7	प्रचालकों को प्रशिक्षण				
7	निर्माण बीमा				
7	औजार एवं संयंत्र				
7	स्टार्ट अप (आरम्भिक) ईंधन				
6	कुल निर्माण एवं कार्यान्वयन पूर्व व्यय				
6	ओवर हेड				
7	अभिकल्पना तथा अभियन्त्रण				
7	संपरीक्षा तथा लेखा				
7	संपरीक्षा तथा लेखा				
7	कुल ओवरहेड आई0डी0सी0 एवं एफ0सी0 को छोड़कर पूंजी लागत				
7	अ.ई0डी0सी0 एफ0सी0 एफ0ई0 आर0वी0 एवं हैजिंग को छोड़कर पूंजी लागत				
8.1	निर्माण अवधि में ब्याज (आई0डी0सी0)				
8.2	वित्त पोषण, (फाइनेंसिंग चार्जेंज) (एफ0सी0)				

8.3	विदेशी विनिमय दर (एफ0आई0आर0वी0)					
8.4	हैजिंग लागत					
	कुल आई0डी0सी0 एफ0सी0 एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग लागत)					
9	आई0डी0सी0. एफ0सी0. एफ0आई0आर0वी0 तथा हैजिंग सहित कुल लागत					

\*फ्रीहोल्ड एवं लीज होल्ड भूमि का विवरण प्रस्तुत करें।

#### टिप्पणी

1. लागत विचलन की स्थिति में प्रत्येक कारण को दर्शाना तथा उससे प्रभावित वनराशि का सम्यन्धित अभिलेखों तथा अभिलेखों से प्रमाणित करें।

(याचिका)



अ. ग. सं. प्र. 12/54, 1

## समयावधि वृद्धि के मामले में

साक्षिकता का नाम ...

विद्युत गृह का नाम ...

विवरण

के अनुसार)

की क्रम संख्या  
अंकित करें)

निधि | तिथि | आरम्भ तिथि | पूर्णता तिथि

1

2

3

5

7

8

9

से प्रमाणित करें।

2 क्रियाओं की जटिलता के अनुसार दर्शाये।

(साक्षिकता)

## भाग-दो: प्रपत्र 5(इ)

## पूँजी पर अतिरिक्त लाभ की भाग के मामले में

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

परियोजना	विनियोग अनुमोदन के अनुसार पूर्णता अवधि				वास्तविक पूर्णता अवधि				विनियम के अनुसार निर्धारित पूर्णता अवधि महीनों में
	प्रारम्भ तिथि	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि	पूर्णता सम्भवावधि महीनों में	निर्धारित क्षमता	आरम्भ तिथि	वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि	वास्तविक पूर्णता अवधि महीनों में	परीक्षित क्षमता	
प्रथम इकाई									
द्वितीय इकाई									
तृतीय इकाई									
चतुर्थ इकाई									

टिप्पणी:

वास्तविक कार्य पूर्ति के लिये विनियम 7(1) की अनुरूपता में आवश्यक अभिलेखीय साक्ष्य प्रस्तुत करें

(याचिकर्ता)

वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक (सीओडी) तक वित्तीय पैकेज

वाधिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

परियोजना लागत जैसा सीओडी को था

विद्युत गृह के वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक

यथा अनुमोदित

वित्तीय पैकेज जैसा सीओडी

सीओडी का स्वीकृत

का था

स्वीकृत

वित्तीय पैकेज मुद्रा तथा धनराशि

मुद्रा तथा धनराशि

मुद्रा तथा धनराशि

1	2	3	4	5	6	7
अंश दो						
इसी प्रकार						
अंश दो						
अंश पूजा						
(इविटी)						
विदेशी						
घरेलू						
कुल अंशपूजा						
(रु०)						
अंश पूजा						
अनुपात						

निष्पत्ति

2. 3.

1320 करोड़ रुपये 1 यूएसडालर = 82/- रुपये की विनिमय दर पर

2 प्रत्येक इकाई की वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का विवरण प्रस्तुत करें

3 उदाहरणार्थ: यूएसडालर 200 मिलियन, आदि।

(वाधिकर्ता)

## परियोजना के विशिष्ट ऋणों का ब्यौरा

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 8
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-2024/या0प्र0 के दिनांक तक आहरित सकल ऋण की धनराशि <sup>1,4,5,12,15</sup>						
व्याज का प्रकार						
नियत व्याज दर यदि लागू हो,						
आधार दर यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) व्याज है						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) व्याज है <sup>6</sup>						
क्या 'डिफरेंस' स्कोर है <sup>7</sup>	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
उपयुक्त हाँ है तो कैंस/फ्लोर विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि						
ऋण स्थगन प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>8</sup>						
प्रतिसंदाय प्रभावी होने का समय						
प्रतिसंदाय बारंबारता <sup>9</sup>						
प्रतिसंदाय की किश्तें <sup>10,11</sup>						
आधारक विनिमय दर <sup>12</sup>						
यह विदेशी ऋण है/नहीं?						
यदि उपयुक्त हाँ तो विवरण दर्शाएँ						
टिप्पणी						

क्र० के साथ का तात्पर्य उस अधिकरण से है जिससे ऋण लिया गया है यथा--डब्ल्यूबी0 ए0डी0बी0 पी0एन0बी0 एस0बी0आई0, आई0सी0आई0सी0आई0, पी0एफ0सी0 इत्यादि।

- मुद्रा इसरी के तात्पर्य ऋण की प्रभावित मुद्रा से है यथा यू0एस0डालर डी0एम0 येन भारतीय रुपया आदि
- 'वित्तगत आरंभिक' के लिये 31-03-2024 के आधार पर और शेष आस्तियों के लिये वार्षिक प्रचालन के दिनांक (सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जाएँगे।
- यदि ऋण के पुनः विलेन गणन किया गया हो तो पुनः विलेन घोषित ऋण का विवरण प्रपत्र में दिया जाएगा। तथापि उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
- यदि 'विभिन्न इकाइयों' के लिए याचिका में टैरिफ का अलग से दावा किया गया है तो सभी इकाइयों के लिये उसी प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
- व्याज के प्रकार का तात्पर्य व्याज की स्थिरता (फिक्स्ड) या अस्थिर (फ्लोटिंग) से है।
- आधार दर का तात्पर्य पी0एन0आर0 एल0आई0बी0ओ0आर0 आदि जैसे आधार से है जिसके ऊपर उच्चांत (मार्जिन) लगा जाना है। अन्तरण के दिनांक से विभिन्न दिनाकों पर लागू आधार दर भी स्तान की जा सकती है।
- उच्चांत मार्जिन के तात्पर्य अस्थिर/फ्लोटिंग दर के ऊपर के चिन्दुओं (प्लाइन्ट) से है।
- कभी-कभी अस्थिर दरों के विचलन को रोकने के लिये/जाम करने के लिये ऊपरी/नीचे की सीमा तय की जाती है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें।
- ऋण स्थगन अवधि का तात्पर्य उस अवधि से है जिसके दौरान ऋण-सेवा दायित्व (लोन सर्विसिंग लाइबिलिटी) अपेक्षित नहीं है।
- प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा: 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि से है।

- [illegible]

## विभिन्न परियोजनाओं को निगमित ऋणों के आवंटन का विवरण

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

विवरण	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	अभ्युक्ति
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत <sup>1</sup>						
मुद्रा <sup>2</sup>						
स्वीकृत ऋण की धनराशि						
31-03-24/सीओडी तक आहरित सकल ऋण की धनराशि 3,4,5,13,15						
ब्याज का प्रकार <sup>3</sup>						
स्थिर ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधार दर, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है <sup>4</sup>						
मार्जिन, यदि अस्थिर (फ्लोटिंग) ब्याज है <sup>5</sup>						
क्या कोई ऊपरी/नीचे की सीमा है <sup>6</sup>	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं	हाँ / नहीं
यदि उक्त का उत्तर 'हाँ' है, तो ऊपरी/नीचे की सीमा विनिर्दिष्ट करें						
ऋण स्थगन अवधि <sup>7</sup>						
ऋण स्थगन कब से प्रभावी						
प्रतिसंदाय अवधि <sup>8</sup>						
प्रतिसंदाय कब से प्रभावी						
प्रतिसंदाय बारंबारता <sup>9</sup>						
प्रतिसंदाय की किरतें <sup>10,14</sup>						
आधारक दिनेमय दर <sup>15</sup>						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण हेज्ड है?						
<b>विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेज का वितरण</b>						
परियोजना का नाम						योग
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 एवं क्रमशः अग्रतर						

## टिप्पणी

- 1 ऋण के संतुलन के लक्ष्य के अन्तर्गत निम्नलिखित ऋण को शामिल किया जाएगा—  
एस0बी0आई0 आई0सी0आई0सी0आई0 पी0एफ0सी0 इत्यादि
- 2 मूल ऋणों के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 3 विद्यमान ऋणों के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
(सी0ओ0डी0) के आधार पर विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे,
- 4 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
उसी प्रपत्र में मूल ऋण का विवरण पृथक रूप से भी दिया जाएगा।
- 5 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
प्रपत्र में अलग से विवरण दिया जाएगा।
- 6 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 7 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
तत्कालीन ऋण को शामिल किया जाएगा।
- 8 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 9 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
है। यदि ऐसी कोई स्थिति हो तो उन सीमाओं को विनिर्दिष्ट करें
- 10 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
अपेक्षित नहीं है।
- 11 प्रतिसंदाय अवधि का तात्पर्य ऋण के प्रतिसंदाय यथा 7 वर्ष 10 वर्ष 25 वर्ष आदि से है।
- 12 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
त्रैमासिक अर्धवार्षिक वार्षिक इत्यादि
- 13 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
उसका दिनांक अलग-अलग दिया जाएगा।
- 14 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
प्रतिसंदाय अनुसूची (विवरण) अलग से दिया जाएगा,
- 15 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
जायेगी
- 16 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
वाणिज्यिक प्रचालन के दिनांक को प्रचलित विधिमय दर से है
- 17 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 18 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
लागू हो, दर्शाये
- 19 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 20 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—  
विद्यमान ऋण को शामिल किया जाएगा,
- 21 ऋण के अन्तर्गत ऋण को शामिल किया जाएगा—
- 22 ऋण अनुबन्ध की प्रतिलिपि

(याचिका)

## भाग-दो प्रपत्र-9 अ

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के उपरान्त अतिरिक्त पूँजीगत लागत का वर्ष वार विवरण

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

क्र0स0	कार्य / उपकरण का शीर्ष	अतिरिक्त पूँजीगत व्यय के मांग (वास्तविक / प्रयोजित)				विनियमावली जिसके अधीन मांग की गयी	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकार की गयी धनराशि, यदि कोई हो
		देयता आधार पर	देयता जिसका भुगतान नहीं हुआ	नकदी आधार पर (5=3+4)	निर्माण अवधि का ब्याज जो कालम 3 में सम्मिलित			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

- यदि परियोजना पूर्ण हो चुकी है तथा लागत किसी भी तरह पूँजीगत व्यय में स्वीकार किया जा चुका है तो 10वें कालम में टैरिफ अधिसूचना में जो लागत स्वीकार की गयी तो ऐसे अधिकरण का नाम दें टैरिफ आदेश की प्रति भी संलग्न करें
- उपयुक्त सूचना टैरिफ समयावधि 2024-28 के प्रत्येक वर्ष वार के लिए अलग अलग प्रस्तुत करें।
- यदि आस्ति पूँजीकरण घटा है तो उसकी सूचना कालम 1, 2, 3 तथा 4 में अलग से दें साथ ही मूल पुस्तक मूल्य तथा पूँजीकरण आस्ति के सम्बन्ध में कालम 8 में दें यदि पूँजीकरण में कमी अनुमान आधारित है तो उसे अलग से दर्शायें।
- जब कोई आस्ति सेवा हेतु आयोग को दायित्व कर दी जाती है तो उसकी पूँजीगत लागत समाप्त कर दी जाती है तथा उसके पुस्तक मूल्य को कालम 3 में दर्शायें इसकी धनराशि में अलग तरह पूँजीकरण का वर्ष कालम 8 में दर्शायें
- प्रत्येक आस्ति के पूँजीकरण का औचित्य विनियमावली में विहित प्रावधानानुसार जिसमें मांग की है दर्शाया जाना चाहिए तथा ऐसी आस्ति विशेष के पूँजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख होना चाहिए।

## टिप्पणी-

- प्रपत्र को काल क्रम में वर्षवार लाभार्थियों को भ्रान्त होने वाले लाभ तथा उसकी आवश्यकता का विस्तृत औचित्य दर्शाते हुए भरें।
- आरम्भिक पूँजी की उपकरण के साथ क्रय की स्थिति में एस पूँजी की लागत को अलग से दर्शायें जैसे रोटर-50 करोड़ आरम्भिक पुर्ज-5 करोड़।

(याचिकर्ता)



भाग दो प्रपत्र-9ब

परियोजना की उपाग का व जीवनकाल के अ में अतिरिक्त पूँजीकरण का विवरण

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक

क्र.सं.	उपभोग के योग्य जीवन काल के अन्तिम पाँच वर्षों में किये गये कार्य/ उपकरण की आपूर्ति	घनराशि/पूँजीकरण हेतु प्रस्तावित घनराशि (लाख रु०)	पूँजीकरण का औचित्य	प्रभाव
1	2	3	4	5
1				
2				
3				
4				
5				

टिप्पणी:

प्रस्तुत करना चाहिए

अतिरिक्त पूँजीकरण की आवश्यकता दर्शाये।

(याचिकर्ता)

## भाग-दो प्रपत्र-9ब-।

## 3. अवधि में हटायी गयी आस्तियों का विवरण

1. याचिकता का नाम \_\_\_\_\_
2. विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_
3. क्षेत्र \_\_\_\_\_ प्रदेश \_\_\_\_\_ जिला \_\_\_\_\_

1	2	3	4	5	6
1	याचिका का नाम	पूँजीकरण से हटाये जाने की प्रकृति (आस्ति की समाप्ति अथवा अतिरिक्त पूँजीगत व्यय हेतु मागी गयी)	पूँजीकृत की गयी आस्ति का मूल मूल्यांकन	प्रयोग में लाये जाने का वर्ष	पूँजीकरण समाप्त किये जाने की तिथि तक ह्रास की धनराशि
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

टिप्पणी: विवरण वर्षवार प्रस्तुत किया जाय।

(याचिकता)

भाग दो प्रपत्र 9 ग

भौगे गये अतिरिक्त पूँजीकृत व्यय का पुस्तका के अनुसार वृद्धि से समाधान विवरण

- 1 याचिकता का नाम \_\_\_\_\_
- 2 विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_
- 3 वाणिज्यिक प्रचालन का दिनांक \_\_\_\_\_

विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
अंतिम सकल समूह (ग्राम ब्लॉक)	2	4	5	6	7
घटाया प्रारम्भिक सकल समूह (ग्राम ब्लॉक)					
पुस्तक के अनुसार कुल आधिक्य					
घटाया अन्य घर्णा से सम्बन्धित आधिक्य (चरणवार विभाजन करें)					
प्रदर्शित परियोजना/इकाई/चरण से सम्बन्धित शुद्ध आधिक्य					
नहीं/नहीं प्राप्ती गयी)					
शुद्ध भौगा गया अतिरिक्त पूँजीगत व्यय					

दिनांक 1 अप्रैल 2025 को समाप्त होने वाले वर्ष के अंत में

(याचिकता)

## समाप्त किये जाने हेतु प्रस्तावित मदों/आस्तियों/कार्यों का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

याचिकर्ता का पता .....

क्र० स०	कार्य/उपकरण का शीर्ष	समाप्त किये जाने हेतु अतिरिक्त पूँजी व्यय की माँग				औचित्य
		देयता पर आधारित	कॉलम 3 में सम्मिलित भुगतान हेतु देयता	भुगतान के आधार पर (5=3-4)	निर्माण काल में व्याज जो कॉलम 3 में सम्मिलित नहीं	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)

## टिप्पणी

- 1 ऐसी आस्तियों के समापन की स्थिति में, जिन्हें टैरिफ आदेश में सम्मिलित नहीं किया गया था आयोग के विशिष्ट आदेश का दिनांक याचिका संख्या तथा धनराशि जो अस्वीकृत की गयी थी दर्शाये
- 2 अन्तर इकाई स्थानान्तरण के लिये स्थानान्तरण की प्रकृति जैसे अस्थायी अथवा स्थायी अंकित करें यह प्रमाणित किया जायेगा कि वास्तविक समापन केवल आयोजित विद्युत गृह पर है न कि निर्यातक विद्युत गृह में अथवा दोनों विद्युत गृहों में।

(याचिकर्ता)

पूँजीलागत विवरण  
(प्रासंगिक दिनोंक एवम वर्षवार दिया जाय)

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

(धनराशि लाख रु० में)

क्र.सं.	विवरण
1	उपर्युक्त क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि
2	उपर्युक्त क में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि
3	उपर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि
4	उपर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि
5	उपर्युक्त क में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि
6	उपर्युक्त क में सम्मिलित आइ०ई०डी०सी० की धनराशि
7	सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में समयावधि में आधिक्य (सीधी क्रय)
8	उपर्युक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि
9	उपर्युक्त ख में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि
10	उपर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि
11	उपर्युक्त ख में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि
12	उपर्युक्त ख में सम्मिलित आइ०ई०डी०सी० की धनराशि
13	समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि में वृद्धि (प्रगतिशील पूँजीकृत व्यय से स्थानांतरित)
14	उपर्युक्त ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि
15	उपर्युक्त ग में सम्मिलित निर्माण कार्य में पूँजीगत ब्याज की धनराशि
16	उपर्युक्त ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि
17	उपर्युक्त ग में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि
18	उपर्युक्त ग में सम्मिलित आइ०ई०डी०सी० की धनराशि
19	(क) समयावधि में सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) से हटायी गई धनराशि
20	(ख) उपर्युक्त घ में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि
21	(स) उपर्युक्त घ में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि
22	(द) उपर्युक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषक व्यय (एफ०सी०) की धनराशि
23	(इ) उपर्युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि
24	(क) उपर्युक्त घ में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि
25	(ज) उपर्युक्त घ में सम्मिलित आइ०ई०डी०सी० की धनराशि
26	(क) पुस्तकों के अनुसार अंतिम सकल समूह (ग्रास ब्लॉक) की धनराशि
27	(ख) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि
28	(स) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित निर्माण काल में पूँजीगत ब्याज की धनराशि
29	(द) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित वित्त पोषक व्यय (एफ०सी०) की धनराशि
30	(इ) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि

	(क) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित हैजिंग लागत की धनराशि	
	(ज) उपर्युक्त ड. में सम्मिलित आइ0इ0डी0सी0 की धनराशि	

टिप्पणी

1. प्रारंभिक तिथि / तिथियों का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (सी0ओ0डी0) से है और वित्तीय वर्ष के प्रारम्भ एवं अन्त की उसकी दर्शायी गयी तिथि से।

(याचिकर्ता)

**प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों का विवरण पत्र**  
(प्रासंगिक तिथि एवं वर्षवार दे)

याचिकर्ता का नाम  
विद्युत गृह का नाम

धनराशि लाख रु० में

क्र०स०	विवरण	प्रासंगिक तिथि को
क	पुस्तकों के अनुसार प्रारम्भिक प्रगतिशील पूँजीगत कार्य	
	क में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	पर्युक्त क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	पर्युक्त क में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	स्त क में सम्मिलित हेजिंग लागत की धनराशि	
	क में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ख	प्रगतिशील पूँजीगत कार्यों में अवधि में बढ़ोतरी	
	उपयुक्त ख में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	धनराशि	
	पर्युक्त ख में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	ख में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	ख में सम्मिलित हेजिंग लागत की धनराशि	
	ख में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
ग	अवधि में सकल समूह (ग्रान ब्लॉक) को स्थानांतरित धनराशि	
	ग में सम्मिलित पूँजीगत दायित्वों की धनराशि	
	धनराशि	
	ग में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	गत ग में सम्मिलित हेजिंग लागत की धनराशि	
	गत ग में सम्मिलित आई०ई०डी०सी० की धनराशि	
	पूँजीगत कार्यों से सम्बन्धित व्ययों में की गयी कमी	
	धनराशि	
	उपयुक्त घ में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	युक्त घ में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०)की धनराशि	
	धनराशि	
	क में सम्मिलित वित्त पोषण व्यय (एफ०सी०) की धनराशि	
	गत ड. में सम्मिलित विदेशी विनिमय विचलन दर (एफ०ई०आर०वी०) की धनराशि	
	क. में सम्मिलित आई० ई०डी०सी० की धनराशि	

टिप्पणी

अन्त की दर्शायी गयी तिथि से

(याचिकर्ता)

## अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि \_\_\_\_\_

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रारम्भ) <sup>1</sup>	वास्तविक					स्वीकृत				
	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर	प्रथम वर्ष	द्वितीय वर्ष	तृतीय वर्ष	चतुर्थ वर्ष	पंचम वर्ष और अग्रतर
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य / उपकरणों में पूंजीगत धनराशि										
वित्त पोषण के विवरण										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और क्रमशः अग्रतर										
कुल ऋण										
अस पूंजी (इक्विटी)										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया विवरण दें)										
योग										

टिप्पणी

- 1 प्रथम वर्ष का तात्पर्य वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से है तथा द्वितीय वर्ष तृतीय वर्ष आदि क्रमशः उससे आगेले वर्ष होंगे
- 2 अतिरिक्त पूंजीकरण की पूर्ति हेतु वास्तविक ऋण का विवरण प्रपत्र 7 अथवा 8 के अनुसार जो भी प्रासंगिक हो, दे दिया जाय

(याचिकर्ता)



हास दर की संगणना

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

स.म. 30/04/2025

संख्या

सीओओडी0 जो भी बाद में हो + दर्  
तथा उसके पश्चात  
31 3- 2029 तक

धनराशि

4 22 131 2 1  
रुपये-3

1	भूमि*
2	मकान
3	और अग्रतर
4	
5	
6	
7	
8	
योग _____	
रित औसत मूल्य	
हास दर (%)	

\*जी होल्ड एवम् लीज होल्ड भूमि के वितरण अलग-अलग दर्शाया

टिप्पणी .

बाहिए।

(याचिकर्ता)

## हास का विवरण पत्र

याचिकर्ता का नाम ...

विद्युत गृह का नाम ...

(धनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	प्रारम्भिक पूँजी लागत						
	अंतिम पूँजीगत लागत						
	पूँजीगत लागत का अंतर						
	फ्रीहोल्ड भूमि*						
	हास की दर						
	हास की धनराशि						
	अवधि के आरम्भ में उपभोग						
	सम्यक् अवधि के प्रारम्भ में उपभोग						
	योग्य जीवनकाल का अवशेष						
	हास योग्य शेष मूल्यांकन						
	हास (अवधि के लिए)						
	हास (वार्षिक आधार पर)						
	अवधि के अन्त में संघयी हास						
	घटायी: दिनांक 01.04.2019 अथवा विद्युत गृह के वाणिज्यिक उत्पादन की तिथि अथवा विद्युत गृह वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को बिना भुगतान किये गये दायित्वों से सम्बन्धित संघयी हास की धनराशि						
	घटायी: पूँजीकरण को वापस लिये जाने के कारण संघयी हास का समायोजन						
	अवधि के अन्त में शुद्ध संघयी हास						

1. विदेशी विनिमय दर विचलन के विवरण सम्बन्धी प्रकरण में लागू अवधि की सूचना दें।

(याचिकर्ता)

गाम दो प्रपत्र 11

**वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर की गणना**

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

(धनराशि लाख रु० में)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>ऋण-1</b>											
सकल ऋण - आरम्भिक											
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संघयी प्रतिसंदाय											
ऋण - आरम्भिक											
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण											
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय											
शुद्ध ऋण - अंतिम											
औसत शुद्ध ऋण											
ऋण पर ब्याज की दर											
ऋण पर ब्याज											
<b>ऋण-2 एवम् अग्रतर</b>											
सकल ऋण - आरम्भिक											
ऋण - आरम्भिक											
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण											
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय											
शुद्ध ऋण - अंतिम											
औसत शुद्ध ऋण											
ऋण पर ब्याज की दर											
ऋण पर ब्याज											
<b>कुल ऋण</b>											
सकल ऋण - आरम्भिक											
पूर्ववर्ती वर्ष तक ऋणों का संघयी प्रतिसंदाय											
जोड़े - वर्ष के दौरान आहरण											
घटायें - वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय											
शुद्ध ऋण - अंतिम											
औसत शुद्ध ऋण											
ऋणों पर ब्याज											
ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर											

निष्कर्ष

से उसी प्रपत्र में प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकर्ता)

## भाग दो प्रपत्र-13(अ)

## ऋण पर ब्याज की गणना

याचिकर्ता का नाम .

विद्युत गृह का नाम

(घनराशि लाख रु० में)

क्र०स०	विवरण	वित्तमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
	सकल ऋण - आरम्भिक						
	गत वर्ष तक ऋणों की संवयी अदायगी						
	शुद्ध ऋण - आरम्भिक						
	जोड़ी वर्ष /अवधि में अतिरिक्त ऋणों के कारण वृद्धि						
	जोड़ी वर्ष /अवधि में ऋणों के समापन के फलस्वरूप कमी						
	घटायी वर्ष / अवधि में ऋणों की अदायगी के कारण कमी						
	जोड़ी वर्ष /अवधि में व्ययों के पुनर्मूल्यांकन के कारण वृद्धि						
	शुद्ध ऋण - अंतिम						
	औसत शुद्ध ऋण						
	ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
	ऋणों पर ब्याज						

(याचिकर्ता)

## भाग-दो पृष्ठ-13(ब)

## कार्यकारी पूँजी पर ब्याज की संगणना

याचिकर्ता का नाम \_\_\_\_\_

विद्युत गृह का नाम \_\_\_\_\_

(घनराशि लाख रु में)

क्रम संख्या	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय							
2	अनुरक्षण हेतु अतिरिक्त पूँजी							
3	प्राप्तियाँ							
4	कुल कार्यकारी पूँजी							
5	ब्याज की दर							
6	कार्यकारी पूँजी पर ब्याज							

कोयला आधारित उत्पादन विद्युत गृहों के लिये।

(याचिकर्ता)

## भाग-दो-प्रपत्र-13स

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि को अन्य आय

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

(घनराशि लाख रु० में)

क्रम संख्या	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ऋणों एवं अग्रिम पर ब्याज						
2	जमाओं पर प्राप्त ब्याज						
3	विनियोग से आय						
4	स्क्रेप (रद्दी) की विक्रय से आय						
5	सामयिक भुगतान पर प्राप्त छूट						
6	लामार्थियों से विलम्बित भुगतान पर अधिभार						
7	आवासीय भवनों से प्राप्त किराया						
8	विविध प्राप्तियाँ (विवरण दें)						
	जोड़े						

(याचिकर्ता)

वाणिज्यिक प्रचालन निर्धारित तिथि/वास्तविक अथवा अनुमानित तिथि के प्रचालन  
अवधि में आकस्मिक व्यय

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

(धनराशि लाखों रु० में)

क्र०सं० विवरण निर्धारित वाणिज्यिक प्रचालन वास्तविक/अनुमानित  
तिथि तक तिथि तक वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक

अ	व्यय की मदें
1	कार्मिकों के लाभ सम्बन्धी व्यय
2	वित्त पोषण लागत
3	जल प्रसार
4	सन्देश व्यय
5	विद्युत व्यय
6	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय
7	अन्य परिचालन पूर्व व्यय
ब	कुल व्यय
	घटायी निविदाओं की विक्रय से आय
	घटायी अतिरिक्त गृह से आय
	घटायी सन्धिदाकारों से वसूली गयी आय
	घटायी जमाओं पर ब्याज

(याचिकर्ता)

## आई0डी0सी0 एवं वित्त पोषण प्रभारों की गणना के लिये झा डाउन शिड्यूल

याचिकर्ता का नाम

विद्युत गृह का नाम

क्रम संख्या	विवरण	प्रथम त्रैमास			द्वितीय त्रैमास			त्रैमास एन0 (सी ओ डी)		
		विदेशी मुद्रा में परिमाण	झा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि	विदेशी मुद्रा में परिमाण	झा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि	विदेशी मुद्रा में परिमाण	झा-डाउन दिनांक की विनिमय दर	भारतीय रुपये में धनराशि
1	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण- 1									
	झा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									
1.1.2	विदेशी ऋण-2									
	झा-डाउन धनराशि									
	आई0डी0 सी0									
	वित्त पोषण प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर विचलन									
	हैजिंग लागत									



[illegible]

12.2	भारतीय				
	कृण 2				
	झा-डाउन				
	धनराशि				
	आई0डी0				
	सी0				
	वित्त				
	पोषण				
	प्रकार				
12.3	भारतीय				
	कृण 3				
	झा-डाउन				
	धनराशि				
	आई0डी0				
	सी0				
	वित्त				
	पोषण				
	प्रकार				
12.4					
1.2	कुल				
	भारतीय				
	कृण				
	झा-डाउन				
	धनराशि				
	आई0डी0				
	सी0				
	वित्त				
	पोषण				
	प्रकार				
	विशेषी				
	विनिमय				
	दर				
	विवरण				
	हैजिंग				
	लागत				

2	अश पूजा इच्छिनी,	
2.1	विदेशी अश पूजा	
2.2	भारतीय आहरित अश पूजा	
	परिनियोजित कुल अश पूजा	

टिप्पणी -

आरम्भ काल में उच्चतर अश पूजा का आहरण अनुमन्य है।

2. ब्याज की पुनर्निर्धारित तिथियों सहित लामू ब्याज दरें अलग से दें।

दर, आदि प्रस्तुत की जाय।

(याचिकर्ता)

भाग दो-प्रपत्र-14अ

## वास्तविक नकद व्यय

याचिकर्ता का नाम .....

विद्युत गृह का नाम .....

(घनराशि लाख रु० में)

विवरण	त्रैमास-1	त्रैमास-2	त्रैमास 3	त्रैमास- सं० (सी०ओ०डी०)
संविदाकारी/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
निधि के नियोजन का प्रतिशत (%)				

टिप्पणी -यदि भुगतान तथा निधि के आवंटन में अन्तर हो तो उसका औचित्य प्रस्तुत करें।

(याचिकर्ता)

भाग दो प्रारूप-15 अ

परिकल्पित ऊर्जा डिजाइन इन्फ्रास्ट्रक्चर एवं बिस्वरो हामत प्रकल्प के तहत नदी

नदी प्रवाह पर स्थापित नये विद्युत गृह

आधिकार का नाम

विद्युत गृह का नाम

उत्पादन क्षमता

विद्युत गृह का नाम

इकाइयों की संख्या \*मेगावाट - स्थापित क्षमता

...

अप्रैल

जुलाई

सितम्बर

फरवरी

मार्च

योग			
केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सी०ई०ए०) का विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन (डी०पी०आर०)/ तकनीकी आर्थिक आवश्यकता (टी०ई०ए०) दिनांक			

टिप्पणी: दर्शाई घटों की संख्या जिनके लिए विद्युत गृह प्रकल्पित है दर्शाये

(याचिकर्ता)



फरवरी	।		
मार्च	।		
योग			

टिप्पणी कन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के विस्तृत प्रसिद्धि में प्रदान तकनीकी आर्थिक अबाधता दिनोंक के अनुसार

(याचिकर्ता)



भाग-दो प्रारूप-16

### दायित्वों की निस्तारण गति का विवरण

साधिकर्ता का नाम .

विद्युत गृह का नाम

१४७४४ ५ १५

पूँजीकरण वर्ष	का	दायित्व	का दायित्व	(वर्षवार)
------------------	----	---------	------------	-----------

1 1 JEP. 41

**परिशिष्ट-तीन (अ)**  
**हास अनुसूची विद्यमान परियोजना**

क्र०स०	आस्तियों का विवरण	हासदर (साल्वेज वैल्यू) 10प्रतिशत
		सीधीरेख पद्धति
क	पूर्ण शीर्षक (नाम) के अधीन स्वामित्व में भूमि:	0.00%
ख	पट्टे के अधीन धारित भूमि:	
क	भूमि में निवेश के लिये	3.34%
ख	कार्यस्थल की लागत के लिए	3.34%
(ग)	जल विद्युत गृहों के मामलों में जालाशय के लिए भूमि	3.34%
ग	नई खरीदी गई आस्तियां	
(क)	विद्युत उत्पादन गृहों में संयंत्र एवं मशीनरी	
(एक)	जल-विद्युत	5.83%
दा	वाष्प-विद्युत एन0एच0आर0एस0 एवं वेस्ट हीट रिकवरी ब्याचलर / संयंत्र	5.83%
(तीन)	जीजल विद्युत और गैस संयंत्र	
ख	कूलिंग टावर एवं सर्जिलेंटिंग टावर प्रणाली	5.83%
ग	जल विद्युत प्रणाली के अंग भूत हाइड्रोलिक कार्य - उत्पादन स्टेशन	
एक	बाध स्पिलवे नदी जल कपाट नहर प्रबलित कंकरीट जलप्रपात (रीइन्फोर्स कंकरीट पत्थर) तथा साइफन	5.83%
दा	रीइन्फोर्स कंकरीट पाइपलाइन सर्जटेक स्टील पाइपलाइन स्लूइसगेट स्टीलसर्ज (टैंक) हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व एवं अन्य हाइड्रोलिक कार्य	5.83%
(घ)	भवन एवं सिविल अभियंत्रण कार्य:-	
एक,	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(दो)	तापीय विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
तीन	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र सम्बन्धित	3.34%
(चार)	अस्थायी निर्मितियां जैसे काष्ठ संरचनाएं	100.00%
पांच	कच्ची सड़कों से भिन्न अन्य सड़कें	3.34%
(छः)	अन्य	3.34%
ड	ट्रांसफार्मर ट्रांसफार्मर किओस्क सब स्टेशन उपकरण एवं अन्य स्थिर उपकरण (संयंत्र को मिलाकर):	
एक	100 किलोवोल्ट एम्पीयर तथा इससे अधिक की रेटिंग वाले ट्रांसफार्मर (बुनियाद को सम्मिलित करते हुए)	5.83%
(दो)	अन्य	5.83%
(स)	कैबिल (तार संयोजनों को सम्मिलित करते हुए, स्विचगियर	5.83%

(छ)	तड़ित चालक (लाइटनिंग अरस्टर)	
	कविल (सार)	
ड)	केविल सपोर्ट (आधार) को सम्मिलित करते हुए आंदर हैंडलाइने पर लाइने	
	स्टील सपोर्ट पर लाइने	
इ)	फनीयर एवम फिटिंग्स	
ई)	किराये पर दिये गए एपरेटस	
(एक)	मोटर्स	9.50%
ण)	संचारउपकरण	
	घाहक प्रणाली,	
	एम. इ.एम.एस. साइबर सुरक्षा प्रणाली. आर.इ.एम.सी. डब्ल्यू.ए.एम.एस., एस. सी.ए.डी.ए. प्रणाली	

परिशिष्ट—तीन (ब)  
हास अनुसूची नई परियोजना

[illegible]

क्र.सं.	विवरण	प्रमाणित	प्रमाणित
1	कंविन (तार)	4.2.2018	4.2.2018
2	पर लाई	4.2.2018	4.2.2018
3	स्टील सपोर्ट पर लाई	4.2.2018	4.2.2018
4	फर्नीचर एवम् फिटिंग्स	4.2.2018	4.2.2018
5	किराये पर दिये गए एपरेट्स	4.2.2018	4.2.2018
6	वाहक प्रणाली)	4.2.2018	4.2.2018
7	एम. इ.एम.एस. साइबर सुरक्षा प्रणाली, आर.इ.एम.सी. डब्लू.एम.एस. एस. सी.ए.डी.ए. प्रणाली	4.2.2018	4.2.2018

**Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission**  
**(Terms and Conditions of Generation tariff) Regulation, 2024**  
 No. UPERC/SECY/Generation Regulations/2025-010, dated 09/04/2025

In exercise of powers conferred under Section 181 *read* with Section 61 of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling in this behalf, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulation, namely:

**CHAPTER-1**  
**GENERAL**

**1. Short title, scope and extent of application and commencement.**

(1) These Regulations may be called the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Generation tariff) Regulation, 2024

(2) These Regulations shall be applicable for the period from 01/04/2024 to 31/03/2029

(3) Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.

(4) In case of dispute in interpretation between English and Hindi version of these Regulations, the English version shall prevail.

(5) The Regulation namely "Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Generation tariff) Regulation, 2019" notified on 11/09/2019 and *read* with all amendments thereto as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby repealed from the date of applicability of these regulations.

(6) These Regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a Unit thereof is required to be determined by the Commission under Section 62 of the Act *read* with Section 86 thereof

(7) These Regulations shall not apply for determination of tariff in case of the following

a. generating station whose tariff has been discovered through tariff based Competitive Bidding in accordance with the Guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Act;

b. generating station based on Renewable Sources of Energy whose tariff is determined in accordance with the UPERC (Captive and Renewable Energy Generating Plants) Regulation, 2019 as amended from time to time or any subsequent enactment thereof

(8) The generating company may adopt Clean Development Mechanism, for generating stations approved and commissioned on or after 14/04/2024, and the proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared in the following manner, namely:-

a. 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the Project Developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station,

b. In the second year the share of the Beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50% where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the Beneficiaries

(9) In case of any conflict between provisions of these Regulations and a Power Purchase Agreement signed between a generating company and Distribution Licensee(s)/Beneficiary(ies), the provisions of these Regulations shall prevail.

(10) Availability Based tariff (ABT) in respect of projects whose tariff is determined by the Commission shall be implemented as per Regulation 39 of these Regulations.

(11) Yearly energy audits for each generating Unit defined for a generating station shall be compulsory under Section 61(c) of the Act *read* with Schedule of the Energy Conservation Act 2001, the National Electricity Policy 2005, and Energy Policy 2009 of Go UP, as amended from time to time. The Energy Audit result shall be declared in the manner provided under the Energy Conservation (form and manner and time for furnishing information with regard to energy consumed and action taken on recommendations of accredited energy auditor) Rules, 2008 as amended from time to time.

(12) The generating company shall submit timely Report to the Commission under Section 107 (a) of the Act in the format given in Appendix - I to these Regulations.

(13) The generating station, under Section 113(b) of the Act, shall conform with the State Interconnection Code and the Grid Code.

(14) The generating station/company shall abide by the Provisions of the Act, Rules, Codes, Regulations, Orders and Directives regarding Generation and Evacuation of electricity.

## 2. Definitions:

Unless the context otherwise requires, for the purpose of this Chapter

(i) 'Act' means the Electricity Act, 2003 as amended from time to time alongwith UP Electricity Reforms Act, 1999 so far as it is not inconsistent with the Electricity Act, 2003.

(ii) 'Additional Capitalization' means the Capital Expenditure incurred or projected to be incurred after the date of commercial operation of the Project and admitted by the Commission after prudence check, in accordance with provisions of these Regulations.

(iii) 'Admitted capital cost' means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff Regulations.

(iv) 'Auditor' means an Auditor appointed by a generating company in accordance with the provisions of Sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other Law for the time being in force.

(v) 'Authority' means Central Electricity Authority referred to in Section 71 of the Act.

(vi) 'Auxiliary Energy Consumption' or 'AUX' in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station and the Transformer Losses within the generating station, including the energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the generating station and the Transformer Losses within the generating station of all the Units of the generating station.

Provided that Auxiliary Energy Consumption shall not include energy consumed for supply of power to the construction works at the generating station.

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance with revised emission standards shall be considered separately.

(vii) 'Auxiliary Energy Consumption for emission control system' means the energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal or lignite based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under Clause (vi) of this Regulation.

(viii) 'Availability' in relation to a thermal generating station for any period means the percentage of the Contracted Capacity (CC) of the generating station minus normative Auxiliary Consumption in MW and auxiliary energy consumption for emission control system as per the following formula:

$$\text{Availability (\%)} = 10000 \times \text{EDC}_i / [N \times \text{CC} \times (100 - \text{AUX}_i - \text{AUX}_{em})] \%$$

Where,

CC = Contracted Capacity in the generating station.

EDC<sub>i</sub> = Average Declared Capacity for the i<sup>th</sup> day of the period in MW.

N = Number of days during the period, and

$AUX_m$  = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation

$AUX_m$  = Normative Auxiliary Energy Consumption for emission control system as a percentage of gross generation

(ix) 'Bank Rate' means one-year Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) of the State Bank of India issued from time to time or any replacement thereof for the time being in effect, plus 350 basis points.

(x) 'Beneficiary' in relation to a generating station covered under Clauses (a) and (b) of Sub-Section 1 of Section 86 of the Act means a Distribution Licensee who is purchasing electricity generated at such generating station through a Power Purchase Agreement either directly or through a Trading Licensee, payment of fixed charges and by scheduling in accordance with the Grid Code.

Provided that where the Distribution Licensee purchases power through a Trading Licensee, the arrangement should be secured through back to back Power Purchase Agreement and Power Sale Agreement.

(xi) 'Capital Cost' means the capital cost as determined under these Regulations in respect of generating station.

(xii) 'Change in law' means occurrence of any of the following events.

- a. Bringing into effect or promulgation of any new Indian law or Indian enactment,
- b. adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or
- c. change in interpretation or application of any Indian law by a competent Court, Tribunal or Indian Governmental Institution, which is the final authority under law for such interpretation or application;
- d. change by any competent authority, authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or license as applicable obtained for the project; or
- e. coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station regulated under these Regulations.

(xiii) 'Commission' means the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission as per Section 82 of the Act.

(xiv) 'Competitive Bidding' means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding.

(xv) 'Contracted Capacity' or 'CC' means the capacity of power (in MW) contracted between the Seller and the Procurer at the Interconnection Point as provided in the Power Purchase Agreement (PPA).

(xvi) 'Cut-off Date' means the last day of the calendar month after thirty-six months from the actual date of commercial operation or the proposed date of commercial operation of the project as approved by the Commission, whichever is earlier.

(xvii) 'Date of Commercial Operation' or 'C.O.D.' in respect of a thermal generating station or hydro generating station shall have the same meaning as defined in the Grid Code.

(xviii) 'Date of Operation' or 'O.D.' In respect of an emission control system means putting the emission control system into use after meeting all applicable technical and MOEF & CC environmental standards and requisite certifications and the Management Certificate duly signed by an authorized person, not below the level of Director of the generating company.

(xix) 'Day' means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 00:00 hour



(xx) 'De-capitalisation' for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter Unit transfer of assets or the assets taken out from service

(xxi) 'De-commissioning' means removal from service of a generating station or a Unit thereof after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, that the project can not be operated due to non performance of the assets on account of age, wear and tear, obsolescence, safety concerns or safety issues or a combination of these factors

(xxii) 'Declared Capacity' or 'DC' means the capability of the generating station to generate power continuously at any time under normal conditions of the availability of fuel or water, as the case may be

(xxiii) 'Design Efficiency' means the efficiency of an installed capacity of 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station.

(xxiv) 'Emission Control System' means a set of equipment or devices required to be installed in a generating station to meet the prescribed emission standards

(xxv) 'Existing Project' means a project declared under commercial operation from a date prior to 01/04/2024

(xxvi) 'Expansion Project' shall include any addition of new capacity to the existing project as amended from time to time

(xxvii) 'Expenditure incurred' means the fund, whether the equity or debt or both, which is committed for the project and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released

(xxviii) 'Extended Life' means the life of a generating station or Unit thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case-to-case basis,

(xxix) 'Force Majeure' for the purpose of these Regulations means the event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below which are beyond the control of the project developer and which are not reasonably foreseeable and which are not taken reasonable care or complied with prudent utility practices,

a. Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years, or

b. Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action, or

c. Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India,

d. Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer including its contractors/ suppliers/ agents.

(xxx) 'Generating station' means a station or place where one or more Units are installed for the generation of electricity

(xxxi) 'Generating Unit' or 'Unit' means a generating station other than a combined cycle gas turbine generating station, a gas turbine generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine generator set, including its auxiliaries, and its associated heat recovery boiler

means turbine-generator and its auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries.

(xxxiii) 'Grid Code' means the Uttar Pradesh Electricity Grid Code, 2007 and Indian Electricity Grid Code Regulations, 2025 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof.

(xxxiv) 'Gross Calorific Value' or 'GCV' in relation to a thermal power generating station means the heat energy released by the complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel as the case may be.

(xxxv) 'GCV as received' means the GCV of coal as measured at the unloading point of the generating station through collection, preparation and testing of samples from the conveyor belt, trucks, motor vehicles, MGR and MGR belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 Part-1/ Section 1: 1964.

(xxxvi) 'Guidelines' means the guidelines issued out through sampling by third party to be followed by the generating station in accordance with the guidelines, if any issued by Central Government.

(xxxvii) 'Guidelines for Collection of Samples' means the guidelines issued by the Commission for the collection of samples either manually or through hydraulic equipment, keeping in view the safety of personnel and equipment.

(xxxviii) 'Guidelines for Collection of Samples' means the guidelines issued by the Commission for the collection of samples either manually or through hydraulic equipment, keeping in view the safety of personnel and equipment.

(xxxix) 'Gross Station Heat Rate' or 'GSHR' means the heat energy input in kCal/kWh electrical energy at generator terminals of a thermal generating station.

(xl) 'Government Instrumentality' means any ministry, department, board, authority, agency, corporation and commission under direct or indirect control of the Government of India or Government of Uttar Pradesh or both or Appropriate Commission (s), or tribunal or judicial or quasi-judicial body.

(xli) 'Grid Power' means the power generated from injection into the grid prior to commercial operation of the Unit of a generating station.

(xlii) 'Installed Capacity' or 'IC' means the summation of the name plate capacities of the generating station (reckoned at the generator terminals) as may be approved by the Commission from time to time.

(xliii) 'Interconnection Point' the interconnection point shall be as per UPERC Connectivity Regulations, 2009 and its amendment from time to time.

(xliv) 'Investment Approval' means the approval of the Board of the generating company or the Commission for the investment in the project including administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project.

(xlv) 'Issued Date of Approval' means the date of the resolution of the Commission for the approval of the project and from the date of sanction letter of competent authority in other cases.

(xvi) 'Kilowatt-Hour' or 'kWh' means a Unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour.

(xvii) 'Landed Fuel Cost' means the total cost of coal (including biomass in case of biomass) received at the unloading point of the generating station and shall include the cost of transportation wherever applicable transportation cost (overseas or domestic) and charges for third party sampling and applicable statutory charges.

(xviii) 'Maximum Continuous Rating' or 'MCR' in relation to a Unit of the thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, and in relation to a Unit of a combined cycle power generating station means the maximum continuous output at the generator

corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions.

(xiv) 'New Project' means the project achieving COD or anticipated to be achieving COD on or after 01-04-2024

(xv) 'Operation and Maintenance Expenses' / 'O&M Expenses' means expenses incurred for operation and maintenance of the project, including but not limited to, expenditure on manpower, repairs and maintenance, spare parts, consumables, Rs. 2 lakhs add-on capacity expense for every 100 MW of installed capacity, insurable insurance and overhead expenses for the project for electricity.

(xvi) 'Original Project Cost' means the capital expenditure incurred by the project company within the period specified by the Commission for the completion of the project as per the Commission's order.

(xvii) 'Plant/station Load Factor' / 'PLF' means the percentage of the installed capacity corresponding to scheduled generation over the period specified in the project agreement, as per the formula specified in the project agreement, in accordance with the following formula:

$$PLF(\%) = 10000 \times \sum SG_i / [N \times CC \times (100 - AU'X_n - AU'X_{n+1})] \%$$

(i=1)

where

CC = Contracted Capacity in the generating station.

SG<sub>i</sub> = Scheduled Generation in MW for the <sup>i</sup><sup>th</sup> time block of the period.

N = Number of time blocks during the period, and

AU'X<sub>n</sub> = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation.

AU'X<sub>n+1</sub> = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation, wherever applicable

(xviii) 'Power Purchase Agreement' / 'PPA' means the agreement entered into between the project company and the Procurement (s), as per the terms and conditions specified therein

(xix) 'Project' means

a. in case of thermal generating station, all components of the thermal generating station, including but not limited to, intake water conductor system, power generating station, as apportioned to power generation

'Prudence Check' means the check for the project's financial viability, taking into account the project's cost, revenue, and other factors, as specified in the project agreement. The project's financial viability is checked by the project company, and the results are reported to the Commission. The project's financial viability is checked by the project company, and the results are reported to the Commission.

'Pumped Storage Hydro Generating Station' means a hydroelectric generating station which uses the energy stored in the water in a lower elevation reservoir to pump the water to a higher elevation reservoir.

(xx) 'Run-of-river power station' means a hydroelectric generating station which uses the energy of the flowing water in a river or stream to generate electricity, without the need for an upstream pondage.

(xxi) 'Run-of-river power station with pondage' means a hydroelectric generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand.

(liv) 'Scheduled Commercial Operation Date, or 'SCOD' shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating Unit thereof as indicated in the Investment Approval or as agreed in Power Purchase Agreement whichever is earlier,

(lv) 'Scheduled Generation' or 'SG' at any time or for any period or time block means ex-bus generation schedule in MW given by the State Load Despatch Centre,

(lvi) 'Start Date or Zero Date' means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date,

(lvii) 'Thermal generating station' means a generating station or a Unit thereof that generates electricity using fossil fuels such as coal, gas, liquid fuel, bio-pellets or combination of these as its primary source of energy,

(lviii) 'Trial Run' or 'Trial Operation' in relation to a generating station shall have the same meaning as specified in Grid Code;

(lix) 'Unloading Point' means the point within the premises of the coal or lignite based thermal generating station where the coal or lignite is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport,

(lx) 'Useful life' in relation to a Unit of a coal/lignite based generating station from the COD shall be for 25 years and in relation to a Unit of a Hydro generating station shall mean 40 years from COD.

Provided that in the case of coal/lignite based thermal generating stations and hydro generating stations, the Operational Life may go up to 35 years and 50 years, respectively

(lxi) 'Year' means a financial year starting from 1<sup>st</sup> April of a year to 31<sup>st</sup> March of the next year

### 3. Operational norms to be ceiling norms:

The operational norms specified under these Regulations are the ceiling norms and this shall not preclude the generating company and Distribution Licensee or any other person, as the case may be, from agreeing to improved Norms of operation. In case the improved Norms are agreed to, such Norms shall be applicable for determination of tariff

### 4. Deviation from ceiling tariff:

Tariff for sale of electricity by a generating company may also be determined by the Commission in deviation of the norms specified in these Regulations subject to the conditions that

a. The levelized tariff of electricity over the useful life of the Project, calculated on the basis of the norms in deviation does not exceed the per Unit tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations duly corroborated by generator's submission containing complete workings along with assumptions at the time of filing of the tariff Application

b. Any such deviation shall come into effect only after approval by the Commission

**Explanation** For the purpose of calculating the levelized tariff referred to in Sub Clause(a), the discounting factor shall be as notified by the CERC from time to time

### 5. Core Business:

For the purpose of these Regulations, Core Business means the regulated activity of Generation of electricity only and does not include any other business or activity of the generating company

### 6. Tax on Income:

(1) The rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 25(3Aa) of these regulations shall be grossed up with the effective tax rate (hereinafter referred to as 't') of the respective financial year. The effective tax rate shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the concerned generating company by excluding the income other than from Core business and the corresponding tax thereon.

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess:

Provided further that in case a generating company has opted for Section 115BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA of the Income Tax Act, 1961.

Provided further that Income Tax allocated to the Beneficiaries shall be recovered in the

Annual Capacity Charges in case of Hydro generating station.

(2) The rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below

**Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)**

3) The generating company shall true up the effective tax rate for every financial year based

generating company

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB, the generating company shall true up the grossed-up rate of return on equity at the end of every financial year with the applicable MAT rate including surcharge and cess.

Provided that in case a generating company is paying tax under Section 115BAA, the generating company shall true up the grossed-up rate of return on equity at the end of every financial year with the tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA.

Provided that any under-recovery or over-recovery of grossed-up rate of return on equity after true-up, shall be recovered or refunded to beneficiaries as the case may be, on a year-to-year basis.

#### **7. Tax Escrow Account**

There shall be an account in a scheduled Bank called Tax Escrow Account to be maintained by the Licensee or any person hereinafter referred to as Beneficiary, who has purchased the capacity from a generating station. Such Licensee shall maintain in this account a deposit equivalent to two months Tax liability as imposed on them by the generating company prior to commencement of the Year.

The generating company shall be authorized to withdraw the amount for settling the tax liability on presentation to the Escrow holder, a certificate from Company's Statutory Auditor that such amounts are immediately due to be paid to the Tax authorities. Such generating Companies shall pay back any refund received from tax authority to such Tax Escrow Account.

#### **8. Hedging of Foreign Exchange Rate Variation (FERV):**

The generating company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign currency loan taken for the generating station.

#### **9. Recovery of Income-tax and hedging cost of FERV:**

Recovery of Income-tax and cost of hedging only towards FERV shall be done directly by the generating company from the Beneficiaries without making any application before the Commission.

Provided that in case of any objections by the Beneficiaries to the amounts claimed on account of Income-tax or cost of hedging towards FERV, the generating company may make an appropriate application before the Commission for its decision.

#### **10. Power to Remove Difficulties**

If any difficulty arises in giving effect to these Regulations, the Commission may of its own

necessary for removing the difficulty

#### **11. Power to Relax**

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may vary any of the Provisions of these

## CHAPTER 2

**Commercial Operation****12 Date of Commercial Operation.****(1) Date of commercial operation in case of**

a a generating Unit of the thermal generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating the Unit capacity corresponding to its Maximum Continuous Rating (MCR) or the Installed Capacity (IC) through a successful trial run after getting clearance from the respective RLDC or SLDC as the case may be and in case of the generating station as a whole the date of commercial operation of the last Unit of the generating station.

b a generating Unit of hydro generating station including pumped storage hydro generating station shall mean the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to the Installed Capacity of the generating station through a successful trial run after getting clearance from the respective RLDC or SLDC as the case may be and in case of the generating station as a whole the date of commercial operation of the last Unit of the generating station.

Provided that

(i) Where the beneficiaries (long term customers) have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after a notice of not less than one month by the generating company to the beneficiaries (long term customers) and concerned RLDC or SLDC as the case may be and the scheduling shall start from 00:00 hrs after completion of the trial run.

(ii) Where the beneficiaries (long term customers) have not been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after a notice of not less than seven days by the generating company to the concerned RLDC or SLDC as the case may be and the scheduling shall start from 00:00 hrs after completion of the trial run.

**(iii) The generating company shall certify that**

a The generating station meets the relevant requirements and provisions of the technical standards of Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Stations and Electric Lines) Regulation 2010 as amended from time to time and the Grid Code.

b In case of a thermal generating station, the main plant equipment and auxiliary systems including Balance of station, such as Fuel Oil System, Coal Handling Station, DM plant, pre-treatment plant, fire-fighting system, Ash Disposal system and any other site specific system have been commissioned and are capable of full load operation of the Units of the generating station on sustained basis and

In case of hydro generating station, the main plant equipment and auxiliary systems including Drainage/Dewatering system, Primary and Secondary cooling system, LP and HP air compressor, Fire fighting system etc. have been commissioned and are capable for full load operation of Units on sustained basis.

c Permanent electric supply system including emergency supplies and all necessary instrumentation, control and protection systems and auto loops for full load operation of Unit have been put in service.

(iv) The certificates as required under Clause (iii) above shall be signed by the CMD/CEO/MD of the generating company subsequent to its approval by the Board of Directors and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary of the concerned Regional Power Committee and the concerned RLDC / SLDC before declaration of COD.

**(v) Trial run shall be carried out in accordance with Regulation 12.3 of these Regulations**

(v) In case a hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate the peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last Unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole and it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating station.

failure to demonstrate the peaking capacity, the Unit capacity shall be de-rated to the capacity demonstrated with effect from the COD

VII) If a run-of-river hydro generating station or a Unit thereof is declared under commercial

demonstrated with effect from the COD

(2) **Trial Run or Trial Operation:** Trial Run or Trial Operation in relation to a thermal

hours and in case of a hydro generating station or a Unit thereof for a continuous period of 12 hours

raise load up to 105% or 110% of the Maximum Continuous Rating or Installed Capacity

### CHAPTER 3 Tariff Determination

#### 13. Determination of tariff

(1) The tariff in respect of a generating station under these Regulations shall be determined

projects the tariff may be determined for the whole station

(2) For the purpose of tariff, the Capital Cost of the Project shall be broken up into Stages and

Stage wise Unit wise, breakup of the Capital Cost is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the Units

(3) In case of expansion of the existing generating station, the tariff shall be determined for the expanded capacity in accordance with these Regulations

(4) In relation to Multi-Purpose Hydroelectric generating stations, with irrigation, flood station shall only be considered for determination of tariff

application filed under the Clause (5) of Regulation 14 of these Regulations

#### 14. Application for determination of tariff

##### A. For new projects

(1) The generating company shall make an application for fixation of tariff in respect of the

2019 as amended from time to time or any statutory reenactment thereof

Provided that the applications for determination of tariff shall be filed covering the period for which the terms and conditions of tariff shall remain in force

(2) In case of a generating station declared under commercial operation on or after the date of

#### Appendix II

operation of the respective Unit of the generating station.

Provided that where application for determination of provisional tariff of a new project has been filed before the Commission in accordance with Clause 14 (2) of these Regulations, the Commission may consider granting provisional tariff up to 90% of the Admitted Fixed Cost of the project claimed in the application subject to adjustment as per proviso to Clause 14(2) of these Regulations after the final tariff order has been issued.

(3) The generating company shall make a fresh Application for final tariff in prescribed format as per Appendix - II to these Regulations, within 90 days of date of the audited accounts of the year of Project's COD or within 180 days of determination of its Project's Capital Cost, by the Commission, whichever is later, failing which the rate of return on equity shall be reduced by 0.25% per month subject to a minimum base rate of 10% return on equity.

Provided that the reduction in rate of return on equity can be waived or reduced by the Commission, in case such delay is beyond the control of applicant and is justified with sufficient material/documentation.

Provided further that over or under recovery of charges by the generating company on account of Provisional Tariff

shall be determined by the Commission. The generating company, on the basis of such final tariff, shall calculate the amount of under or over recovery of charges and bill such amount to be recovered or paid by it from or to the beneficiary (ies), for the period the Provisional tariff remained effective, within six months of determination of final tariff along with simple interest calculated at rate equal to Bank Rate as on 1<sup>st</sup> April of the relevant year in which such under/over recovery was made.

Provide further that such interest shall be determined as per 2<sup>nd</sup> proviso of Clause (3) of this Regulation shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments.

(4) The generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in coal based thermal generating station in accordance with these Regulations not later than 90 days from the date of start of operation of such emission control system.

#### B. For existing Projects

(5) In case of an existing generating station or Unit thereof, the application for the next tariff control period shall be made by the generating company within 3 months of the notification of these Regulations, based on admitted capital cost as on 31/03/24 including additional capital expenditure already incurred upto 31/03/2024 and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2024-29. The capital cost admitted as on 31/03/24 based on the trailing up shall form the basis of the opening capital cost as on 01/04/2024 for the tariff determination for the period 2024-29.

(6) In case an emission control system is installed in the existing generating station or Unit thereof to meet the revised emission standards, an application shall be made in accordance with these Regulations within 90 days from the start date of operation of such emission control system for determination of supplementary tariff (capacity charges or energy charge or both), based on the actual capital expenditure duly certified by the Auditor.

(7) In case of delay in filing of complete application in hard and soft copy by the generating companies as per the timelines specified in clause 34, 41 and 46 of this Regulation, carrying cost shall be allowed as given below:

	Specific Case	Carrying cost to be allowed from the date of	Applicable Rate
	Filing of Tariff	Application filed before due date	Bank Rate from COD
New Projects	Tariff	Application filed after due date	Bank Rate from Date of application filing
New Projects and Existing Projects	Emission Control System	Application filed before due date	SBI MCLR+ 100 base points from COD
			SBI MCLR+ 100 base points from Date of application filing



Provided further that the generating company shall be liable to pay the cost of this Regulation which are related with non-wholesale electricity supply, other than the cost of any other fine which the generator may be liable under Electricity Act, 2003 or any other law, to the Commission including but not limited to LPRC fees & interest on the same at the rate of 12% per annum.

#### **15. In principle approval aspect of tariff**

The generating company shall submit an application for approval in account of change in law events or force majeure conditions, which are beyond the original scope of work as specified in Regulation 21.4 may require the Commission's approval for incurring such expenditure on scheme(s) after prior notice to the beneficiaries along with the underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure so that the estimated expenditure on aggregate basis exceeds 20% of the admitted capital cost of the project or Rs. 10 Crores, whichever is higher.

#### **16. Truing up of tariff for the period 2024-29**

(1) The true up period for the period 2024-29 shall be in accordance with the LPRC (Term and Conditions of Generation Tariff) Regulations, 2019 to be issued along with the tariff petition for the period 2029-34. The capital cost on the basis of which the true up shall form the basis of the opening capital cost as on 01.01.2024 shall be taken as the base for the period 2029-34.

(2) The Commission shall order the generating company to file the period 2024-29 along with the tariff petition filed for the tariff for the period 2029-34, along with

- a. the capital expenditure incurred on the project in incurred upto 31.03.2029 as duly verified by the Commission's audit check;
- b. the capital expenditure incurred on the project in incurred upto 31.03.2029 as a part of the project which is not covered as verified by the Commission;
- c. the additional capital expenditure incurred upto 31.03.2029 on account of the Emission Control System as a part of the project.

Provided that in case of a generating company where requisite documents is not submitted within timeline specified by the Commission, the tariff for the period if any shall be allowed to the generating company for the period of the true up period. However, in case of over recovery amount during the true up period, the amount of true up application along with requisite documents, the surplus amount shall be recovered in terms of Regulation 16(a) along with simple interest.

Provided further that the generating company shall be liable to pay the cost of this Regulation, which may be liable under Electricity Act, 2003 or any other law, to the Commission including but not limited to LPRC fees & interest on the same at the rate of 12% per annum.

- d. The generating company shall submit the true up details of Capital Expenditure and additional capital expenditure incurred on the project as notified and verified by the

Provided the Commission shall appoint an independent auditor who, under the supervision of the Commission shall conduct an annual audit of the generating station at any time.

- e. Where if the True up of the surplus recovered exceeds the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall refund to the beneficiaries, the excess amount so recovered along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate prevailing as on 1<sup>st</sup> April of the relevant Year in which such over recovery was made.

- f. Where after the True up, the tariff recovered is less than the tariff approved by the Commission under these Regulations, the generating company shall recover from the beneficiaries the under recovery along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate prevailing as on 1<sup>st</sup> April of the relevant Year in which such under recovery was made.

- g. The amount under recovery or over recovered along with simple interest at the rate equal to the Bank Rate as on 1<sup>st</sup> April of the relevant Year shall be recovered or refunded by the generating company in six equal instalments starting within three months from the date of the tariff Order issued by the Commission for the true up exercise.

Provide further that such true up exercise as per clause (2-g) of this Regulation shall be payable till the date of issuance of the Order and the interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments.

## CHAPTER-4

### Capital Cost and Structure

#### 17. Capital Cost:

(1) Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff for new and existing projects.

(2) The final tariff for a new project including expansion project shall be determined based on the admitted capital cost which shall include:-

- a. the expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the project,
- b. Interest during construction and financing charges, on the loans (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed,
- c. Increase in cost in contract packages as approved by the Commission;
- d. Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with these Regulations;
- e. Capitalised initial spares subject to ceiling norms of 4% (as a percentage of the station and Machinery cost) up to cut-off date (excluding IDC, IEDC, Land Cost and cost of civil works)

Provided that where the benchmark norms for initial spares have been published as part of the benchmark norms for capital cost by the Central Electricity Regulatory Commission and are adopted by the Commission for prudence check, such norms shall apply to the exclusion of the norms specified above.

Provided where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipment shall be as per the ceiling norms specified by the Commission for transmission system from time to time.

- f. Expenditure on account of additional capitalization and de-capitalization determined in accordance with these Regulations,
- g. Adjustment of revenue due to sale of infirm power in excess of fuel cost prior to COD as specified under these Regulations,
- h. Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility,
- i. Capital expenditure incurred towards the development of the dedicated transmission line.

Provided that tariff in respect of such dedicated transmission line shall be determined in accordance with the UPERC Multi-Year Tariff for Transmission Regulation, 2025 as and when notified and as amended from time to time.

- j. Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway.
- k. Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities for co-firing,
- l. Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant,
- m. Expenditure on account of the fulfilment of any conditions for obtaining environmental clearance for the project,
- n. Expenditure on account of change in law and force majeure events,
- o. Expenditure required to enable flexible operation of the generating station in accordance with Grid Code.

p. Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.

Provided that for all MoU route projects which are under PPA, the agreed ceiling capital cost between the generating company and the beneficiary shall be brought to the Commission for approval and the approved cost shall be a part of PPA. The actual capital cost, if it is equal to the approved ceiling

actual cost is lower than the lower cost would be taken subject to prudence check and if it is higher, then check

(3) The final tariff for an existing project shall be determined based on the admitted capital cost which shall include -

- a. The capital cost admitted by the Commission prior to 01-04-2024 duly tried up by excluding liability, if any as on 01-04-2024
- b. Additional capitalization and de-capitalization for the relevant year of tariff as determined in accordance with these Regulations.
- c. Expenditure on account of Renovation and Modernization as admitted by this Commission in accordance with these Regulations
- d. Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility,
- e. Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway,
- f. Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities for co-firing,
- g. Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant
- h. Expenditure required to enable flexible operation of the generating station in accordance with Grid Code
- i. Expenditure on account of change in law and force majeure events
- j. Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries

(4) The tariff based on capital cost admitted by the Commission, in respect of existing dedicated transmission line shall be determined in accordance with the terms, parameters and norms of the MYT transmission regulations of the respective control period

(5) The capital cost in case of existing or new hydro generating station shall also include cost

Policy and R&R package as approved

6) The following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new projects

- a. The assets forming part of the project but not in use,
- b. De-capitalised Assets after the date of commercial operation on account of replacement or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project  
Provided further that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature there shall be no de-capitalization of the concerned assets
- c. In case of hydro generating stations, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a transparent process,
- d. The proportionate cost of land which is being used for generating power from generating station based on renewable energy
- e. Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment

Prudence Check of Capital Cost

check of capital cost of the existing or new projects

a. Prudence check of capital cost shall be carried out by the Commission in terms of these Regulations and the Commission may take into consideration the benchmark norms specified/to be specified by the Central Electricity Regulatory Commission from time to time.

Provided that Prudence check shall include scrutiny of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction, its reasonableness, use of different technology, cost over run and time over run, contingency budget for procurement and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the Prudence Check, the Commission shall take into account the generating company has been careful in its decisions for executing the project or has been careful and vigilant in executing the project.

Provided that any capital expenditure incurred on the project through any related parties, as defined in the Companies Act, 2013 without prior approval, the procurer shall be excluded from the Capital cost.

Provided further that the generating company shall submit the reasons for exceeding the capital cost over benchmark norms to the satisfaction of the Commission for allowing cost above benchmark norms.

b. The Commission may issue new guidelines or accept the guidelines prescribed by the Central Electricity Regulatory Commission for setting of capital cost of projects by an independent agency or an expert and in that event the capital cost ascertained by such agency or expert may be considered by the Commission while determining the tariff for the generating station.

c. The Commission may issue new guidelines or accept the guidelines prescribed by the Central Electricity Regulatory Commission for scrutiny and approval of commissioning schedule of the projects which shall be considered for prudence check.

d. Where the Power Purchase Agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for ceiling of capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff for prudence check of capital cost.

e. The generating company shall furnish the capital cost for execution of the existing and new projects as per Appendix -II to these Regulations along with an affidavit for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components.

#### **18. Interest during Construction (IDC) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):**

(1) Interest during construction (IDC) shall be computed considering the actual loan and interest loan after taking into account the prudent phasing of funds and actual COD.

Provided that IDC on a normative loan comprising 10% excess equity over 30% of funds mobilised shall be allowed only in cases where the actual IDC on capital on a pro-passa basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on a quarterly basis.

Provided further that in case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1 year SBI MCLR as prevailing on 1<sup>st</sup> April of the respective year.

Provided further that IDC on normative loan post infusion of actual loan shall be computed based on Weightage Average Rate of Interest (WAROI) for that respective quarter.

(2) Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses upto COD.

Provided that any revenue earned during construction period up to COD on account of interest on deposits or advances or any other receipts may be taken into account for reduction in incidental expenditure during construction.

3) In case of delay in achieving COD on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, the generating company shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds in case of IDC and delay of IEDC during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay.

Provided that if the delay in achieving the COD is not attributable to the generating company on account of uncontrollable factors as specified in these Regulations IDC and IEDC beyond SCOD may

be allowed after due prudence check and the liquidated damages, if any recovered or recoverable from the contractor or supplier or agency shall be adjusted in the capital cost of the generating station:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the SCOD, to the extent

present phasing of funds

(4) In case of delay in achieving the COD is attributable to the generating company or its

account for computation of capital cost

(5) For the purposes of Clause (3) and (4) of this Regulation, IDC on actual and normative loan shall be considered in accordance with the normative debt-equity ratio specified under Clause(1) of Regulation 23 of these Regulations

#### 19. Controllable and Uncontrollable factors:

The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors leading to time over run cost escalation impacting Contract Price, IDC, and IE DC of the project.

(1) The "Controllable factors" shall include but shall not be limited to the following

a. Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or change in Law or force majeure events and

b. Delay in execution of the project on account of contractor, supplier or agency of the generating company

(2) The "Uncontrollable factors" shall include but shall not be limited to the following

a. Force Majeure events and

b. Change in law

c. Land acquisition except where the delay is attributable to the generating company

Provided that, in the event of mismatch of SCOD between generating station and associated

20. Initial Spares: Initial spares may be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, subject to the following ceding norms



generating station

Provided that

Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IE DC, Land Cost and Cost of Civil Works. The generating company, for the purpose of estimating Plant and Machinery Costs, shall submit the break-up of head-wise IDC and IE DC in its tariff application.

Where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in these Regulations for coal based thermal generating stations, as the case may be, shall apply

#### 21. Additional capitalization

Additional capital expenditure incurred on a project, to the extent of the

(1) The additional capital expenditure in respect of a new project or an existing project, on the

incurred after the date of commercial operation and up to the cutoff date may be admitted by the Commission, subject to prudence check

a. Deferred liabilities

b. Works deferred for execution

- c. Procurement of initial capital spares in the original scope of work subject to being specified in these Regulations,
- d. Payment against the award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority or order or decree of a Court;
- e. On account of change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- f. Force majeure events.

Provided that original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional and final tariff.

Provided that in case of any replacement of the assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization.

Provided further that a list of the deferred liabilities to be payable at a future date and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the generating station.

#### **B. Additional Capitalisation within the original scope and after the cut-off date**

(2) The additional capital expenditure actually incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check.

- a. Payment made against award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of a Court;
- b. Change in Law or compliance with any existing law which has not been provided for in the original scope of work;
- c. Force majeure events.

d. Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke as a part of ash disposal system in the original scope of work.

e. Payment made towards liability admitted for works within the original scope executed prior to the cut-off date;

f. Works within original scope executed after the cut-off date and admitted by the Commission, to the extent of actual payments made.

(3) In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after the cut off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on following grounds.

a. Assets whose useful life is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these Regulations.

b. The replacement of the asset or equipment is necessary on account of a change in law or Force Majeure conditions; or

c. The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; or

d. The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission.

Provided that any claim of additional capitalisation with respect to the replacement of assets under the original scope of less than Rs. 50 lakhs, shall not be considered as part of Capital cost and shall be met through normative O & M expenses.

#### **C. Additional Capitalisation beyond the original scope**

(4) The capital expenditure in respect of the existing generating station incurred on the following counts beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check.

- a. Payment made against award of arbitration or for compliance of order or directions of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- b. Change in law or compliance of any existing law;
- c. Force Majeure events;

d. Need for higher security and safety of the plant as defined under the existing provisions of Indian Government Instrumentality or Statutory Authority established for the purpose of security

e. Deferred works relating to ash pond or ash handling system or any other work not included in addition to the original scope of work, on case-to-case basis

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernization (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same shall not be claimed under this Regulation.

f. Usage of water from the sewage treatment plant in the thermal generating station

g. Works required towards biomass handling system to enable biomass co-firing and towards enabling flexible operation of the generating station as may be required

h. Works pertaining to Railway Infrastructure and its requirement for the project coal up to the receiving end of the generating station, excluding any transportation cost (other appurtenant cost paid to railways) that are not covered under Regulation 21(1) to 21(7) but shall result in better fuel management and can be treated as non-capital cost and shall have other tangible benefits

Provided that the generating company shall have to mandatorily seek prior approval of the Commission before implementing such works based on a detailed cost benefit analysis which may be as follows:-

(5) Any claim of additional capitalisation less than Rs. 50 Lakhs shall not be considered under Clause (4) of this Regulation and shall be met through normative O & M expenses

(6) In case of de-capitalisation of assets of a generating station, the carrying cost which is as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross investment in the loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity investment after such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in carrying cost depreciation and annual repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised

Provided that in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and where the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be determined by escalating the value of the new asset by depreciation rate of the new asset as specified in Appendix - III or by 5% per 1% depreciation rate of the asset is not specified in Appendix - III and the value of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the new asset

Provided that the additional capital expenditure incurred towards implementing above works referred under Clause 21(1), 21(2) and 21(4) shall be subject to prior approval by the Commission at the time of True up and the generating company shall provide detailed justification, appropriate technical provisions and cost benefit analysis of such scheme

#### Note 1:

Any expenditure admitted on account of assumed liabilities with respect to the project and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the financial support window shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in these Regulations

#### Note 2:

Any expenditure admitted by the Commission for de-capitalisation of the plant for the works not provided in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in these Regulations

### (7) Additional capitalisation on account of Renovation and Modernization (R&M)

a. The generating company, for meeting the expenditure on Renovation and Modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the useful life of the generating station, a Unit thereof shall make an application before the Commission for approval of the project and the Project Report giving complete scope, justification, cost benefit analysis, estimated extension from reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any

Provided that the generating company making the applications for R&M shall not be eligible for Special Allowance under Regulation 21(8) of these Regulations

Provided further that the generating company intending to undertake R&M shall seek the

Petition

b. Where the generating company makes an application for approval of its proposal for cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, consent of the financiers, if obtained, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

c. After completion of the R&M, the generating company shall file a petition for Commission after prudence check based on the estimates of R&M expenditure and the project cost shall form the basis for determination of tariff.

d. The generating company shall file a petition for R&M or phase out of the generating station and approval from the Commission to facilitate R&M or phase out.

e. The generating company shall file a petition for R&M or phase out of the generating station. The Commission shall issue guidelines for R&M or phase out of the generating station. The guidelines issued by the Commission from time to time.

#### (8) Special Allowance for Coal-based Thermal Generating station

a. The Special Allowance shall be available for a coal-based thermal generating station for which the Commission has approved the Special Allowance. The Special Allowance shall be included in the annual fixed cost.

Provided also that such option shall not be available for a generating station or Unit for which the Commission has approved the Special Allowance. The Special Allowance shall be available for a generating station or Unit in a depleted condition and operating under relaxed operational and performance norms.

b. The Special Allowance shall be available for a generating station or Unit which has availed the Special Allowance during the previous control periods, as applicable.

c. A generating company, on opting for the alternative, for a coal based thermal generating station, shall file a petition for Special Allowance for the period 2024-29.

Provided that in respect of a Unit in commercial operation for more than 25 years as on 01/04/2024, this allowance shall also be admissible from the year 2024-25.

d. In the event of granting Special Allowance by the Commission, the expenditure in the generating station, and details of the same shall be made available to the Commission as and when directed. The generating company shall submit a separate report on the expenditure incurred on the Special Allowance shall be made available to the Commission as and when directed.

#### A. Interest Capitalization on account of Revised Emission Standards

a. A generating company shall file a petition for Interest Capitalization on account of Revised Emission Standards. The generating company shall share its expenditure and details of the same shall be made available to the Commission as and when directed.

b. The proposal under sub-Clause (a) above shall contain details of the proposed expenditure on Interest Capitalization on account of Revised Emission Standards.



expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed comparison of indicative impact on tariff to the beneficiaries and any other information considered to be relevant by the generating company.

c. Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of the implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the reasonableness of the cost estimate, planning plan, schedule of completion, inter alia, during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

d. After completion of the implementation of revised emission standards, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of the determination of tariff.

e. Un-discharged liability, if any, on account of the emission control system shall be allowed as additional capital expenditure during the year it is discharged, subject to prudence check.

## 22. Sale of Infirm Power

Supply of infirm power shall be accounted for deviation in accordance with CLERC (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulation, 2024, as amended from time to time (CLDSM Regulation) if the Commission is not tied.

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

Provided also that the startup power drawn by the generating station from the grid shall be adjusted with extra energy and such energy shall be billed to its beneficiaries in the proportion of contracted capacities.

## 23. Debt-Equity Ratio

In case of a generating station, debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.

Provided that:

a. The generating company shall submit the resolution of the Board of the company regarding infusion of fund from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station.

b. In case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

c. The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

d. Any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt-equity ratio.

e. The debt and equity amount arrived as above shall be used for calculating interest on loan and return on equity.

f. Any expenditure incurred for the emission control system during the tariff period as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of supplementary tariff shall be serviced in the manner as specified above.

g. Any expenditure incurred on or after 01/04/2024 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff and Renovation and Modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner as specified above.

## CHAPTER 5 TARIFF STRUCTURE

### 24. Components of tariff

(1) The tariff for supply of electricity from a generating station shall comprise of two parts, consisting of the components as specified in the Regulation 24 (3) and energy charge as specified in the Regulation 30.

(2) The Supplementary tariff consisting of supplementary capacity charges and supplementary emission standards in existing generating stations or new generating stations, as the case may be, shall be determined by the Commission separately.

(3) The Capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed cost. The Annual Fixed Cost of a generating station shall consist of the following components:-

- a. Return on equity
- Interest on loan capital
- Depreciation
- Interest on working capital and
- Operation and maintenance expenses

Provided that special allowance in lieu of R&M where opted in accordance with these Regulations shall be determined by the Commission and shall not be considered for computation of working capital.

Supplementary charges for capacity charges shall be derived on the basis of the Annual Fixed Cost for emission control system (AFCE). The Annual Fixed Cost for the emission control system shall consist of the components as listed in Sub-Clauses (a) to (e) of Clause 3 of this Regulation.

(5) The energy (variable) charges of a thermal power generating station shall be derived on the basis of landed fuel cost and shall constitute the following cost

- a. Landed fuel cost of primary fuel and
- b. Cost of secondary fuel oil
- c. Cost of reagents on account of implementation of revised emission standards

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall have to be adjusted in fuel cost.

Any amount received on account of meeting the obligations of the generating station shall be determined separately by the Commission as per Regulation 30 (1) (b) of these Regulations.

### (6) Landed Fuel Cost of Primary Fuel-

- a. The landed fuel cost of primary fuel for any month shall consist of base price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel and shall be inclusive of statutory charges as notified by the Government, freight or road or any other means, loading, unloading and banking charges.

Provided that procurement of fuel at a price other than Government notified prices may be allowed through Bridge Linkage so including premium over the notified price, if any.

Provided further that landed fuel cost of primary fuel shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company including any adjustment on account of quantity and quality.

Provided also that in case of coal fired based thermal generating station, the Gross Calorific Value (GCV) of coal supplied to the station shall be determined by the third-party sampling agency and the expenses towards the third-party sampling agency shall be reimbursed by the beneficiaries.

- b. For the purpose of determination of tariff for the existing generating station the landed fuel cost shall be based on actual weighted average cost of fuel for the immediately preceding three months to the month for which the tariff is to be determined. The landed costs for the immediately three months for secondary fuel and reagents, in case of both new and existing generating stations, shall be taken into account.

**(7) Gross Calorific Value of Primary Fuel:**

a. The gross calorific value for computation of energy charges shall be in accordance with GCV as Received.

compensation as per Fuel Supply Agreement (s) and pass on the benefits of the same to the beneficiaries of the generating station.

Regulation 30 of these Regulations shall be done in accordance with 'GCV as Billed'

Provided further that the Commission after carrying out a detailed study may rationalise the

of coal to receiving at the generating station.

c. No loss in calorific value between GCV as billed and GCV as received shall be admissible for generating stations procuring coal through import.

d. The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details in respect of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., as per the Form 15 prescribed at Appendix-11 to these Regulations.

Provided that the additional details of the weighted average GCV of the primary fuel on a domestic coal and the proportion of e-auction coal shall be provided, along with the bills of the respective month.

Provided further copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel such as the website of the generating company.

**(8) Landed Cost of Reagent:**

a. Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia Sulphate are used for power generation, the landed cost shall include the cost of reagents, statutory charges and transportation cost.

b. The normative consumption of specific reagents for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be as specified in Regulation 28 (7) of these Regulations.

**25. Capacity (Fixed) Charge:**

SAVED

Provided full capacity charges shall be recoverable at target availability specified in these regulations. At zero availability, no capacity charges shall be payable.

Provided also that the payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to the allocated capacity.

the home State

**(3) Components of Fixed Charges:****a. Return on Equity**

Return on equity for existing generating stations shall be determined in accordance with these Regulations at base rate of 15% post-tax per annum.

Provided that return on equity in respect of generating stations shall be determined on the basis of netting additional capitalization on account of equity raised by the generating company. The base rate majeure shall be computed at base rate of one year SBI MCLR as applicable as on April 1 of the year, subject to a ceiling of 14%.

Provided that the rate of return of a new project shall be decided by the Commission as may be decided by the Commission on the basis of the report submitted by the generating company for operation without commissioning any of the following:

- (a) Restricted Governor Mode Operation (RGMO)
- (b) Free Governor Mode Operation (FGMO),
- (c) Data telemetry,
- (d) Communication system up to load dispatch center
- (e) Protection system based on the report submitted by SLDC

Provided also that as and when any of the above components are not available for an existing generating station based on the report submitted by the generating company, the Commission may decide the period as may be decided by the Commission.

**Explanation:** The premium received by the generating company on account of the sale of equity and investment of internal resources created by the generating company shall be taken into account for the funding of the project. The premium received by the generating company shall also be taken into account for the funding of the project. The premium received by the generating company shall also be taken into account for the funding of the project. The premium received by the generating company shall also be taken into account for the funding of the project.

**b. Interest on loan capital:**

(i) Interest on loan capital shall be determined on the basis of the rate of interest indicated in these Regulations.

(ii) The loan outstanding as on 1st April of the financial year shall be taken into account for the purpose of these Regulations. The loan outstanding as on 1st April of the financial year shall be taken into account for the purpose of these Regulations. The loan outstanding as on 1st April of the financial year shall be taken into account for the purpose of these Regulations.

In case of the capitalization of the loan, the loan outstanding as on 1st April of the financial year shall be taken into account for the purpose of these Regulations. The loan outstanding as on 1st April of the financial year shall be taken into account for the purpose of these Regulations.

(iii) The rate of interest shall be determined on the basis of the rate of interest indicated in these Regulations. The rate of interest shall be determined on the basis of the rate of interest indicated in these Regulations.

(iv) If there is no actual loan outstanding as on 1st April of the financial year, the weighted average rate of interest shall be considered. The weighted average rate of interest shall be considered.

Provided further that if the generating company does not have an actual loan outstanding as on 1st April of the financial year, the weighted average rate of interest shall be considered. The weighted average rate of interest shall be considered.

Provided that the rate of interest in the loan shall be determined on the basis of the rate of interest indicated in these Regulations. The rate of interest shall be determined on the basis of the rate of interest indicated in these Regulations.

Provided further that in both scenarios, if the generating company does not have an actual loan outstanding as on 1st April of the financial year, the weighted average rate of interest shall be considered. The weighted average rate of interest shall be considered.

(v) The generating company shall make every effort to finance the loan as long as it results in net benefit to the beneficiaries. The costs and expenses incurred in financing shall be borne by the beneficiaries and the derations shall be borne by the beneficiaries. The costs and expenses incurred in financing shall be borne by the beneficiaries and the derations shall be borne by the beneficiaries.

(vi) The changes to the loan terms and conditions shall be reflected from the date of such re-financing and benefit passed on to the beneficiaries

(vii) In case any moratorium period is availed of by the generating company, Depreciation and interest on loan capital shall be calculated accordingly

(viii) In case the generating company has contracted floating/ variable rate of interest on loan, generating company on account of such resetting duly certified by statutory auditor and the capacity beneficiary without approaching the Commission for change in tariff on this account

Provided that in case of dispute between generating company and beneficiary, any party may approach the Commission with proper application and it shall be ensured that the payment to the generating company is not withheld during pendency of the dispute

Provided that the bank and finance charges shall be allowed separately at the time of True up, after prudence check

#### c. Depreciation.

For the purpose of tariff depreciation shall be computed in the following manner namely

(i) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or Unit thereof. In case of tariff of all the Units of a generating station for which a single tariff needs to be determined the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station taking into consideration the depreciation of individual Units or elements thereof

Provided that effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the Units of the generating station for which single tariff needs to be determined

(i) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset as

In case of operation of the asset for part of the year depreciation shall be charged on *pro-rata* basis

(ii) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed

and for a reservoir, in case of a hydro generating station, shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of asset

Provided that in case of hydro generating station, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for development of the station

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose

term Power Purchase Agreement at regulated tariff

Provided that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable

(iv) In case of new projects, depreciation shall be calculated annually, based on straight line

#### Appendix - II

Provided that the remaining depreciable value as on 31<sup>st</sup> March of the year closing after a period

useful life of the assets

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in Appendix -III in these Regulations to reduce front loading of tariff

(v) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 01/04/2024 shall be

from the gross depreciable value of the assets. The rate of depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix - III** till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that the maximum depreciation does not exceed 90%.

Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life.

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company with the consent of the beneficiaries may charge depreciation at a rate lower than that specified in **Appendix -III** to these Regulations to reduce front loading of tariff.

(v) The generating company shall submit the details of proposed capital expenditure during the end of the project (five years before the completion of useful life) along with justification and proposed life extension. The Commission, based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation on capital expenditure during the end of the project.

(vi) In case of decapitalization of assets in respect of generating station or Unit thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the decapitalized asset during its useful services.

(vi) Where the emission control system is implemented within the original scope of the generating station and the date of commercial operation of the generating station or Unit thereof and the date of operation of the emission control system are the same, depreciation of the generating station or Unit thereof including the emission control system shall be computed in accordance with sub-clauses (i) to (vii) of this Regulation.

(ix) Depreciation of the emission control system of an existing generating station that is yet to complete its useful life or a new generating station or Unit thereof where the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of commercial operation of the generating station or Unit thereof shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight line method at rates specified in **Appendix-III** to these Regulations.

Provided that the remaining depreciable value as on 31<sup>st</sup> March of the year closing after a period of 12 years from the date of operation of such emission control system shall be spread over the balance period of thirteen years or balance operational life of generating station, whichever is lower.

Provided also that in case the date of operation of the emission control system is after the 24<sup>th</sup> year of commercial operation of the generating station or Unit thereof but before the completion of the useful life of the generating station, the depreciation on emission control system (ECS) shall be computed annually from the date of operation of such ECS based on the straight line method with a salvage value of 10% and the depreciable value shall be recovered till the operational life of the generating station.

#### **d. Operation and maintenance expenses:**

Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows.

##### **(i) Coal-based generating stations except those covered under Clause (ii)**

Financial Year	(in Rs. lakh/ MW)				
	Upto 200/210/250 MW sets	300/330/350 MW sets	500 MW sets	600 /660 MW	800 MW series and above
2024-25	40.92	34.04	27.17	25.78	23.20
2025-26	41.07	35.83	28.60	27.13	24.42
2026-27	45.33	37.71	30.10	28.56	25.70
2027-28	47.71	39.69	31.68	30.06	27.05
2028-29	50.21	41.88	33.34	31.64	28.47

(ii)

(in Rs lakh/ MW)

Financial Year	Harduaganj Unit 7*
2024-25	77.00
2025-26	79.71
2026-27	82.51
2027-28	85.31
2028-29	88.40

\*Provided that in case of partial utilisation of expenditure, unutilised amount may be allowed to meet the increased requirement of Operation & Maintenance expenditure in subsequent years.

( ) For the generating stations having combination of 200/210/250, 300, 330, 500/600/660 MW and above sets, the weighted average value for operation and maintenance expenses shall be adopted.

(v) The normative values of operation and maintenance expenses including insurance, for the existing hydro generating stations, shall be as approved by the Commission in the tariff order based on the expenses approved in the previous control period, escalated at the rate of 4.47% per annum or any other factor as considered appropriate by the Commission.

(vi) The water charges, security expenses, ash transportation expenses and capital spares for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check.

Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant and type of cooling water system or water agreement with state govt./ut/lines or the norms. Details regarding the same shall be furnished along with the petition.

Provided also that the generating station shall submit the details of year-wise actual capital

renovation and modernization.

(vi) Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law shall be considered at the time of truing up of tariff.

event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project allowed for the year.

(v ) In the case of a generating company owned by the State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.

(v ) The operation and maintenance expenses on account of emission control systems in

excluding IDC and IEDC) as on its date of operation, which shall be escalated annually @ 5.25% during the tariff period ending on 31<sup>st</sup> March 2029.

Provided that income generated from the sale of gypsum or other by products shall be reduced from the operation and maintenance expenses.

(ix) In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after the date of commencement of these Regulations, the base operation and maintenance expenses shall be fixed at 3.50% and 5.0% of the original project cost (excluding cost of

stations less than 200 MW projects and for stations more than 200 MW respectively and shall be subject to annual escalation of 6.64% per annum for the subsequent years.

(x) The generating station shall submit the details of year wise actual capital spares consumed at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through special allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares or renovation and modernization.

**e. Interest on Working Capital**

(v) Working capital shall be allowed on a normative basis. For coal based generating stations it shall include

(a) Cost of coal towards stock for 10 days for pit-head generating stations and 20 days for other generating stations corresponding to the Target Availability or maximum stock storage capacity, whichever is lower

(b) Advance Payment for 30 days towards Cost of coal for generation corresponding to the Target Availability;

(c) Cost of stock of coal or oil or gas corresponding to the target availability and cost of the main and one secondary fuel on cost of oil or stock for the main secondary fuel or

(d) Operation and Maintenance expenses as per Regulation 25(3)(d), for one month

(e) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses and

(f) Receivables equivalent to 45 days of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the target availability

(vi) The norm for stock of fuel in cases covered under sub Clauses (a) and (b) of sub Clause (v) shall be based on the landed cost incurred taking into account normative cost and unit cost of the fuel on a normative and gross calorific value of the fuel on a received basis during three months preceding the first month of the period for which tariff is to be determined

(iii) For emission control system of coal or lignite based thermal generating stations.

(a) Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor;

(b) Advance payment for 30 days towards the cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(c) Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charge and supplementary energy charges for the sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor;

(d) Operation and maintenance expenses in respect of the emission control system for one month

(e) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses in respect of emission control system

(v) Working capital for gas based generating stations (including Pipeline Storage for gas generating stations) shall cover

(a) Operation and Maintenance expenses for one month.

(b) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses, and

(c) Receivables equivalent to 45 days of Annual fixed cost.

(vi) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as Bank Rate as on 1<sup>st</sup> April of the year during the tariff period 2024-29 in which the generating station is to be put into commercial operation, whichever is later.

For the purpose of fixing up the rate of interest on working capital, the Commission shall use Bank rate as on 1<sup>st</sup> April of each of the financial year during the tariff period 2024-29

(v) Interest on working capital shall be payable on normative basis even if the generating company has not taken loan for working capital from any outside agency.

**26. Decommissioning.**

In case a generating station considered hereafter is certified by CEA or any other statutory authority that it is not to be replaced or needs to be replaced on account of environmental concerns or safety issues, the Commission shall take into consideration a combination of these factors not attributable to generating company's negligence, and the cost may be allowed to be recovered on a case to case basis after due weight is given to the generation cost and the cost of disposal of such project.

Provided that the manner of recovery, including number of instalments in which such unrecovered depreciation will be allowed, shall be specified by the Commission on a case to case basis.

Provided further that carrying cost shall be allowed on any debt associated with such recovery.



## CHAPTER-6

## COMPUTATION OF CAPACITY AND ENERGY CHARGES

## 27. Billing and Payment of Capacity Charges:

Billing and payment of capacity charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

(1) For a thermal generating station, each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in Installed Capacity of the generating station.

(2) The fixed cost of the emission control system shall be computed on an annual basis based on the norms specified under these Regulations and recovered on a monthly basis under supplementary capacity charge. The total supplementary capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per the respective percentage share or allocation in the capacity of the generating station.

Provided that in case generating station or Unit thereof is under shutdown due to R&M or installation of emission control system, as the case may be, the generating company shall be allowed to recover O & M expenses and interest on loan only.

(3) For a hydro generating station, each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in total saleable capacity of the generating station. Saleable capacity shall mean total capacity minus free capacity to home state(s) in case of IPP, if any.

Notes:

A) Allocation of total capacity of State sector generating stations is made by State Government from time to time.

Note-2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated share. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the State Government for a specific period. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by that beneficiary to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full fixed charges as per allocated capacity shares.

(4) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for allocation of their capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of capacity charges and energy charges (including that for sale of power under the transaction negotiated by him) corresponding to his total allocation and schedule respectively.

(5) If any capacity remains un-requisitioned during day-to-day operation, the State Load Despatch Centre shall advise all beneficiaries in the state and the other States/Regional Load Despatch Centers so that such capacity may be requisitioned through bilateral arrangements either with the concerned generating company or with the concerned beneficiary (ies) under intimation to the State Load Despatch Center.

(6) (a) The total capacity / supplementary charge payable for a thermal generating station and that for hydro power generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge payable to a

Form Jax

$$CC1 = (AFC/12) (PAF1 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/12)$$

$$CC2 = ((AFC/6) - PAF2 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/6) - CC1$$

$$CC3 = ((AFC/4) - (PAF3 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/4) - (CC1 + CC2))$$

$$CC4 = ((AFC/3) - (PAF4 / NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC/3))$$

$CC5 = (AFC \times 5/12) (PAF5 / NAPAF)$  subject to ceiling of  $(AFC \times 5/12) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4)$ ,

$CC6 = (AFC/2) (PAF6 / NAPAF)$  subject to ceiling of  $(AFC/2) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5)$

$CC7 = ((AFC \times 7/12) (PAF7 / NAPAF))$  subject to ceiling of  $(AFC \times 7/12) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6)$

$CC8 = ((AFC \times 2/3) (PAF8 / NAPAF))$  subject to ceiling of  $(AFC \times 2/3) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7)$

$CC9 = ((AFC \times 3/4) (PAF9 / NAPAF))$  subject to ceiling of  $(AFC \times 3/4) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8)$

$CC10 = (AFC \times 5/6) (PAF10 / NAPAF)$  subject to ceiling of  $(AFC \times 5/6) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9)$

$CC11 = ((AFC \times 11/12) (PAF11 / NAPAF))$  subject to ceiling of  $(AFC \times 11/12) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10)$

$CC12 = (AFC) (PAFY / NAPAF)$  subject to ceiling of  $(AFC) - (CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10 + CC11)$

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year in Rupees for the thermal generating station or its emission control system, as the case may be.

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage,

PAFM = Percent station availability factor achieved upto the end of the nth month

PAFY = Percent station availability factor achieved during the Year

CC1, CC2, CC3, CC4, CC5, CC6, CC7, CC8, CC9, CC10, CC11 and CC12 are the Capacity Charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

b) PAFM upto the end of a particular month and PAFY shall be computed in accordance with the following formula

$$PAFM \text{ or } PAFY = 10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / (N \times CC \times (100 - AUX)) \%$$

Where,

AUX=Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC<sub>i</sub> = Average declared capacity (in ex-hus MW) for the i<sup>th</sup> day of the period i.e. the month or the year as the case may be as certified by the concerned load dispatch center after the day is over.

CC = Contracted Capacity in the generating station.

N= Number of days during the period

Note:

DC<sub>i</sub> and CC shall exclude the capacity of generating Units not declared under commercial operation. In case of a change in CC during the concerned period, its average value shall be taken.

(7) a) The capacity charges for a hydro generating station inclusive of incentive, shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the state/region to the generating company, every month in accordance with the following formula and in proportion to their respective shares in the concerned generating station for a calendar month and shall be equal to:

$$AFC \times 0.5 \times NDM / NDY \times (PAFM / NPAF) \text{ (in Rupees)}$$

Where

AFC = Annual fixed cost specified for the year (in Rupees)

NAPAF = Normative plant availability factor (in percentage)

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = station availability factor achieved during the month (in %)

b. PAFM upto the end of a particular month shall be computed in accordance with the following formula:-

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^N DC_i / (N \times CC \times (100 - ALX)\%)$$

Where,-

ALX=Normative auxiliary energy consumption (in percentage),

DC<sub>i</sub> = Declared capacity (in ex-bus MW) for the i<sup>th</sup> day of the month which the station can

CC = Contracted Capacity in the generating station

N= Number of days in the month

**Appendix - I** to these Regulations in the month of September & March of each year

### 28. Norms of operation for Thermal generating stations.

(1) Target Availability (NPAAT) for recovery of full Capacity Fixed charges

the target availability for recovery of fixed charges shall be reduced to 83%

b.

S No.	Name of station	Target Availability
-------	-----------------	---------------------

**Note -1**

basis. At zero availability, no capacity charges shall be payable

**Note-2**

In case of non-availability of Unit(s) due to Renovation and Modernization or deletion of

be considered for the purpose of calculation of plant availability

**Note-3**

of availability

(2) Target station Load Factor for Incentive:

a. An incentive for a 15 minute block basis during Peak hours as defined by the Commission

15 minute block except for those as per clause (b) given below

b.

S No.	Name of station	Target PLF
-------	-----------------	------------

the target PLF for incentive shall be reduced to 83%

(3) Gross Station Heat Rate (GSHR):

a. In case of coal-based thermal power generating station having achieved COD before 01/04/2024 except those covered under sub-Clause b

Below 200 MW Sets	200/ 210, 250/ 300/ 330, 350 MW Sets	500 MW	Above 500 MW Sets
2840 kCal/kWh	2430 kCal/kWh	2390 kCal/kWh	2270 kCal/kWh

**Note-1**

In respect of 500 MW and above Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than that indicated above

**Note-2**

For the generating stations having combination of 200/ 210/250, 300/ 330/ 350 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations

b.

S.No.	Name of station	GSHR
1	Ohra- B TPS	2755
2	Haridwar Unit 1	1625

c. In case of coal-based thermal power generating station achieving COD on or after 01/04/2024

**Gross Station Heat Rate = 1.045 X Design Heat Rate (kCal/kWh)**

Where the Design Heat Rate of a generating Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up design coal and design cooling water temperature/back pressure

Provided that the design heat rate shall not exceed the following maximum design Unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the Units.

Pressure Rating (Kg/cm <sup>2</sup> )	150	170	170	247	247	270	270
Steam inlet temp (°C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	600/600
Type of BIP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max. Turbine heat rate (kCal/kWh)	1955	195	195	1900	850	1811	1800
Min. Boiler Efficiency							
Sub-bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895
Max Design Unit Heat Rate (kCal/kWh)							
Sub-bituminous Indian Coal	2275	2267	2250	2222	2151	2105	2081
Bituminous Imported Coal	2343	234	2174	2135	2078	2034	2022

Provided further that in case pressure and temperature parameters of a Unit are different from the above ratings the maximum design Unit heat rate of the nearest class shall be taken

Provided also that where Unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency

Provided also that where the boiler efficiency is below 86% for Sub-bituminous Indian coal and bituminous Indian coal and bituminous imported coal for computation of station heat rate

Provided also that maximum turbine cycle heat rate shall be adjusted for type of dry cooling system

Provided also that if one or more generating Units were declared under commercial operation

per these Regulations

Note-

In respect of generating Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the specified above with turbine driven Boiler Feed Pump

#### (4) Secondary fuel oil consumption (SFOC):

(a) For all Coal based generating stations except those covered under sub-Clause (b) 0.5 ml/kWh

(b)

S.No.	Generating Station	SFOC
1	Obra- B FPS	2.1

#### (5) Auxiliary Energy Consumption (A.E.C.):

(a) Coal based generating stations except those covered under sub-Clause (b)

S.No.	Generating Station	With Natural Draft cooling tower without cooling tower
1	Capacity up to 250 MW series	
	Steam driven boiler feed pumps	8.5%
	Electrically driven boiler feed pumps	
	300, 330/350 MW series	
2	Steam driven boiler feed pumps	5.75%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.0%
3	500 MW and above series	
	Steam driven boiler feed pumps	5.75%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.0%

Provided further that for thermal generating stations with induced draft cooling towers and

Provided further that for thermal generating stations upto 50 MW on CFBC technology the norms shall be further increased by 1%

Provided also that Additional Auxiliary Energy Consumption as follows may be allowed for plants with Dry Cooling Systems

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation)
Direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1%
Indirect cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

(b)

S.No.	Name of station	AUX
1	Obra B TPS	9.7
2	Harduaganj Unit 7	9.5

**(6) Compensation for Part load operation:**

Part load operation may be compensated for the change in operating norms as per Grid Code

**(7) Norms of Auxiliary energy consumption for the emission control system (AUXen) of thermal generating stations:**

Name of Technology	AUXen (as % of gross generation)
<b>1. For reduction of emission of Sulphur Dioxide:</b>	
(a) Wet Limestone based FGD system (without Gas-to-Gas heater)	1.00%
(b) Lime Spray Drier or Semi dry FGD System	1.00%
(c) Dry Sorbent Injection System (using Sodium bicarbonate)	NIL
(d) For CFBC Power plant (furnace injection)	NIL
(e) Sea water based FGD system (without Gas-to-Gas heater)	1.00%
<b>2. For reduction of emission of oxide of Nitrogen:</b>	
(a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
(b) Selective Catalytic Reduction system	0.20%

Provided that where the technology is installed with a "Gas to Gas" heater, AUXen specified above shall be increased by 0.20% of gross generation

**(a) Norms for consumption of reagent:-**

(i) The normative consumption of specific reagents for various technologies for the reduction of emission of sulphur dioxide shall be as under:-

(a) For Wet Limestone based Flue Gas De-sulphurisation (FGD) system: The specific limestone consumption (g/kWh) shall be worked out by following the formula

$$K \times \text{Normative heat rate (kcal/kWh)} \times \text{Sulphur content of coal (\%)/ GCV in kcal/Kg} \times 185/ \text{LP (g/kWh)}$$

Where

GCV = A) Weighted Average Gross calorific value of coal in kcal per kg for coal based thermal generating stations computed in accordance with Regulation 24(7) of these Regulations,

B) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kcal per kg, as applicable for lignite based thermal generating stations

LP=Limestone Purity in percentage.

$K = (35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/96\%)$  to comply with the  $\text{SO}_2$  emission norm of 100/200  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  or  $(26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/7\%)$  for Units to comply with the  $\text{SO}_2$  emission norm of 500  $\text{mg}/\text{Nm}^3$

Provided further that the limestone purity shall not be less than 85%.

(b) For Lime Spray Dryer or Semi-dry Flue Gas Desulphurisation (F-GD) system: The specific lime consumption shall be worked out based on minimum purity of lime (LP) as at 90% or more by applying formula  $[6 \times 90/\text{LP}] \text{ g}/\text{kWh}$

(c) For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate): The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12 g per kWh at 100% purity.

(d) For CFBC Technology (furnace injection) based generating station: The specific limestone consumption for CFBC based generating station (furnace injection) shall be computed with the following formula

$$[62.9 \times S \times \text{SHR}/\text{CVPF}] \times [85/\text{LP}]$$

Where

S = Sulphur content in percentage

LP=Limestone Purity in percentage

SHR=Gross station heat rate, in kcal, per kWh.

CVPF=(a)Weighted Average Gross calorific value of lignite as received in kcal per kg or applicable for lignite based thermal generating stations

(e) For Sea Water based Flue Gas Desulphurisation (F-GD) system: The reagent used in sea water-based Flue Gas Desulphurisation (F-GD) system shall be Nil.

(ii) The normative consumption of specific reagent for various technologies for the reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below

(a) For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System: The specific urea consumption of the SNCR system shall be 1.2 g per kWh at 100% purity of urea.

(b) For Selective Catalytic Reduction (SCR) System: The specific ammonia consumption of the SCR system shall be 0.6 g per kWh at 100% purity of ammonia.

## 29. Norms for Hydro Power generating stations

### (1) Normative Annual station Availability for Hydro Power generating stations

a. Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8% and where plant availability is not affected by silt: 90%

b. In case of storage and pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level is more than 8% and when plant availability is not affected by silt, the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form basis of fixation of NAPAf.

c. Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%

d. Run-of river type plants: NAPAf to be determined plant-wise based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

#### Note-1

There shall be pro-rata recovery of capacity charges in case the generating station achieves NAPAf below the prescribed normative levels. At Zero NAPAf, no capacity charges shall be payable to the generating station.

#### Note-2

In case of non-availability of Unit (s) due to Renovation and Modernization, the effective

Page 5 of 10

e. In the case of pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from the down-stream reservoir to the up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses up





## 2) Adjustment of rate of energy charge (ECR) on account of variation in price or heat value of fuels

a. Initially, Gross Calorific Value of coal shall be taken on as received basis of the preceding three months. Any variation shall be adjusted on month to month basis on the basis of Gross Calorific Value of coal received and landed cost incurred by the generating company for procurement of coal or oil as the case may be. No separate petition needs to be filed with the Commission for fuel price adjustment. In case of any dispute, an appropriate application in accordance with Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulation, 2019 as amended from time to time or any statutory re-enactment thereof, shall be made before the Commission.

b. The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, etc. as per the forms prescribed at **Appendix - II** to these Regulations.

c. Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the fuels as received shall also be provided separately along with the bills of the respective month.

d. Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, etc. details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company. The details should be available on its website on monthly basis for a period of three months.

### (3) Landed Cost of Coal -

a. The landed cost of coal shall mean the landed fuel cost as reflected in these Regulations and for the purpose of computation of energy charges, quantity of coal shall be arrived at after considering normal ve transit and handling losses as percentage of the quantity of coal dispatched by the coal supply company during the month as given below:

Pit head generating stations	0.2%
Non Pit head generating stations	1.8%
R/R Mine	1.0%

OR

Non-pit head multi-modal transportation using two or more than two mode of transport involving multiple transshipments

Any other charges incurred by the generating company in handling of coal at generating station shall be deemed to have been included in O&M expenses.

Provided that in the case of pit head stations, if coal is procured from sources other than the pit head mines, which is transported to the station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply.

Provided further that in case of non-coastal generating stations using imported coal, the transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply.

b. Where biomass fuel is used for blending with coal, the landed cost of biomass fuel shall be worked out based on the delivered cost of biomass at the unloading point of the generating station, inclusive of taxes and duties as applicable. The energy charge rate of the blended fuel shall be worked out considering the consumption of biomass based on the blending ratio as specified by the Authority or the actual consumption of biomass, whichever is lower.

### (4) Cost of alternative coal supply

In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their Power Purchase Agreement for supply of contracted power on account of shortage of fuel or optimization of economic operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station.

use of alternative source of fuel shall not exceed 3% of base price of fuel computed as per Clause (5) of this Regulation; or

the energy charge shall be based on weighted average price of use of fuel including the base energy charge rate as approved by the Commission based on weighted average price of use of fuel including the base energy charge rate as approved by the Commission. The energy charges are based on weighted average fuel price for the month and hence shall not be considered and in either event, prior consent of the Commission shall be obtained. In case of non-response upon the beneficiary in writing not later than 15 days from the date the beneficiary does not respond to the notice given by the Commission, the beneficiary shall be liable for payment of fixed charges to generator.

Note:-

The Commission shall ensure that beyond the FSA (Fuel Supply Area) the Commission shall ensure procurement of domestic open market coal and shall ensure a transparent competitive bidding process so as to identify a reasonable market price.

#### (5) Base energy charge rate for thermal generating stations:

The energy charge rate to be issued for each generating station shall be based on the weighted average price of coal for the period. The energy charge so approved shall be the base energy charge rate for subsequent years. The Commission shall ensure that the base energy charge rate approved at the start of the financial year shall be notified by CI-RC from time to time under competitive bidding guidelines.

#### (6) Energy charges for hydro-generating stations

The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled and unscheduled energy of any during the calendar month, on ex-basis at the rate of energy charge rate. Total energy charge payable to the generating company for a month shall be

$$100 \times \text{FEHS} / 100$$

FEHS = Free energy for home State, in percent and shall be taken as 12% or actual, whichever is less.

The energy charge rate shall be in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station shall be determined at three decimal places based on the following formula subject to the provisions of Sub-Clause (c):

$$\text{FCR} = \text{AFC} \times 0.5 \times 10 / (\text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}))$$

Where

FCR = Energy charge rate for the hydro-generating station in MWh, subject to the provision in Sub-Clause (c) below.

FEHS = Free energy for home State in percent and shall be taken as 12% or actual, whichever is less.

In case a hydro project is awarded to a developer, by the State Commission, the "free energy" shall be taken as 2%.

In case the energy generated by a hydro-generating station during a year is less than the scheduled energy, the reasons beyond the control of the generating station, the Commission shall be applied on a rolling basis on an application filed by the generating company.



at peak generation during off peak periods or not generating power to its potential is wasting the natural flow of water, the capacity charges of the day shall not be payable by the beneficiary. For this purpose outages of the unit at station including planned outages and forced outages up to 15% in a year shall be excused as the valid reason for not pumping water from the lower elevation reservoir to the higher elevation during an off peak period or not generating power using the energy of pumped water or natural flow of water.

Provided that the total capacity charges recovered during the year shall be adjusted on appropriate basis in the following manner in the event if total machine outages in a year exceeds 15%:

$$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$$

Where

ACC<sub>adj</sub> - Adjusted Annual Capacity Charges (ACC) R - Annual Capacity Charges recovered.

ATO- Total Outages in percentage for the year including forced and planned outages

Provided further that the generating station shall be required to declare its machine availability on day ahead basis for all the time blocks of the day in line with the scheduling procedure of Grid Code.

(4) CPSIDC shall finalize the schedules for the hydro generating stations in consultation with the beneficiaries for optimum utilization of all the energy declared to be available which shall be benefited to all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

## CHAPTER 7

### Scheduling, Accounting, Billing and Payment

#### 32. Scheduling.

(1) The methodology of scheduling and availability shall be as specified in the Grid Code and notified by the Commission from time to time. However, hydro power plants of capacity below 25 MW shall not be subject to scheduling.

(2) Declaration of available capacity shall also not be limitation on generating specific block of power if any on account of restriction on water use due to irrigate drinking water and environmental considerations, etc.

(3) For run of river power stations without pondage, since variation in generation in such stations may lead to spillage, these shall be treated as must run stations. The maximum available capacity of such stations into account the overbank capability must be equal to or greater than that required to make full use of the available water.

(4) For run of river power station with pondage and storage type power stations, since these stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand, maximum available capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability minus auxiliary consumption and transformation losses corrected for the reservoir effect. The State Load Despatch Centre shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations dispatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

#### 33. Demonstration of Declared Capability

(1) The generating company may be required to demonstrate the declared capability of its generating station as and when asked by the State Load Despatch Centre. In the event of the generating company failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as per sub-Clause (2) as below.

(2) During a month, for the first mis-declaration of any duration/block in a day, the generating company shall forgo the charges corresponding to two days' fixed charges which shall be equivalent to fixed charges for four days for the second mis-declaration and for subsequent mis-declarations, the forgone part shall be multiplied in the geometrical progression.

reservoir level and spillway gate operation, in case of hydro generating stations

#### **34. Metering and Accounting**

34.1 The generating company shall maintain accurate records of the following:-  
(a) The quantity of water received from the reservoir;  
(b) The quantity of water released from the spillway;  
(c) The quantity of water released from the powerhouse;  
(d) The quantity of water released from the reservoir;  
(e) The quantity of water released from the spillway;  
(f) The quantity of water released from the powerhouse;  
(g) The quantity of water released from the reservoir;  
(h) The quantity of water released from the spillway;  
(i) The quantity of water released from the powerhouse;  
(j) The quantity of water released from the reservoir;

Regulation are notified.

#### **35. Billing and payment of Charges**

35.1 The generating company shall submit bills to the Government for the following:-  
(a) The quantity of water received from the reservoir;  
(b) The quantity of water released from the spillway;  
(c) The quantity of water released from the powerhouse;  
(d) The quantity of water released from the reservoir;  
(e) The quantity of water released from the spillway;  
(f) The quantity of water released from the powerhouse;  
(g) The quantity of water released from the reservoir;  
(h) The quantity of water released from the spillway;  
(i) The quantity of water released from the powerhouse;  
(j) The quantity of water released from the reservoir;

Bill

Provided further that Authorized Signatory or Signatories (official designation only) shall be in the list of Authorised Signatory for the purpose shall be communicated in the same manner

#### **36. Recovery of Application fee and Statutory Charges**

36.1 Government such as electricity duty, water cess and payment to the pollution control board in shall be furnished along with the petition.

In case the electricity duty is applied on the auxiliary energy consumption, such amount of schedule dispatch during the month

### **CHAPTER 8**

#### **Miscellaneous Provisions**

#### **37. Sharing of Benefits**

(1) The generating company shall also work out gains based on the actual performance of following controllable parameters:

- Gross station Heat Rate
- Secondary Fuel Oil Consumption
- Auxiliary Energy Consumption and
- Re-financing of Loan.

37.1 The generating company shall also work out gains based on the actual performance of following controllable parameters:

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_M - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation},$$

Where,

$\text{ECR}_A$  is Normative Energy Charge Rate computed on the basis of Norms specified/ approved for Gross station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

$\text{ECR}_A$  is Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Gross station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.

(3) In case of hydro generating stations the net gain, on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption, shall be computed as per following formulae. If the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy and shall be shared in the ratio of 50:50 between generating station and beneficiaries

(a) When saleable scheduled generation is

more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption,

then

Net gain (Million Rupees) = (Saleable Scheduled generation in MU's - (Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MU's)  $\times$  30 or ECR whichever is lower

(b) When saleable scheduled generation is

more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption

Net gain (Million Rupees) = (Saleable Scheduled generation in MU's - (Saleable Scheduled Generation in MU's  $\times$  (100 - normative AEC in %) - (100 - actual AEC in %))  $\times$  30 or ECR whichever is lower,

Provided that in case of financial gains on account of parameter contained in Clause (3) a above shall be shared in accordance with these Regulations.

(4) Financial gains on account of controllable parameters shall be shared between the generating company and the beneficiaries on annual basis within thirty (30) days of the adoption of audited annual accounts

In case of any dispute in sharing of gains within the stipulated time, the procurer or generator can approach the Commission for resolution within sixty (60) days of the adoption of the audited annual accounts. In specific instances the Commission may relax this period of limitation.

(5) The financial gains and losses by the generating company on account of uncontrollable parameters shall be passed on to beneficiaries of the generating company, after prudence check if required, and approval of the Commission at the time of Truing up.

### 38. Incentive:

Incentive to a thermal power station shall be payable on monthly basis at a rate as prescribed below for ex-bus scheduled energy for 15 minute time block basis, during peak hours, corresponding to incremental PLF achieved over and above Targeted PLF during such time blocks

(i) For Obra B TPS

PLF achieved during 15-minute timeblock in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 80 and less than or equal to 85	75
Above 85	85

(ii) For Harduaganj Unit 7

PLF achieved during 15-minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate (paise per Unit)
More than 65 and less than or equal to 70	75
Above 70	85

(ii) For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024

PIF achieved during 15 minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate pass per Unit)
More than 85 and less than or equal to 90	75
More than 90 and less than or equal to 95	85

(iv) For generating stations other than stations at (i), (ii) and (iii) above:

PIF achieved during 15 minute time block in Peak hours (%)	Incentive Rate pass per Unit)
More than 85 and less than or equal to 90	75
More than 90 and less than or equal to 95	85

### 39. Deviation Charges

1. For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

2. For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

computed in MWh for each 15 minute time block by the State Load Despatch Centre

### 40. Rebate

1. For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

company, a rebate of 1.25% shall be allowed.

(2) For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

30th day

3. For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

shall be payable

Explanation: For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

company pursuant to Court Order or Order of the statutory authority, etc.”

### 41. Late Payment Surcharge:

For the generating stations completed 30 years from COD as on 31.03.2024 till DSM Regulation of the Commission are notified

from time to time shall be levied by the generating company

Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary shall be first adjusted towards a late payment surcharge on the outstanding charges and thereafter towards monthly charges billed by the generating company, starting from the longest overdue bill.

42. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission to make such orders as may be necessary to meet ends of justice.

43. Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act a procedure which is at variance with any of the provisions of these Regulations if the Commission in view of the special circumstances of a matter or class of matters deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

44. Nothing in these Regulations shall expressly or impliedly bar the Commission in dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulation have been framed. The Commission may deal with such matters in a manner it deems fit.

#### 45. Repeal and Savings

(1) Save as otherwise provided in these Regulations, the Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission Terms and Conditions for determination of Generation tariff Regulations, 2019 and respective amendments shall stand repealed from the date these Regulations become effective.

(2) Notwithstanding such repeal, anything done or purported to have been done under the repealed Regulations shall be deemed to have been done or purported to have been done under these Regulations.

By order of the Commission,  
SUNEET KUMAR AGARWAL,  
Sachiv  
UPERC



**Appendix-I****Part-I : Thermal Power Stations**

1	Name of the Generating Company		
2	Name of the Power Station		
3	Year	As on 30 <sup>th</sup> Sept	As on 31 <sup>st</sup> March
4	Capital cost (Rs Cr)		
5	Equity (Rs Cr)		
7	Depreciated cost (Rs.Cr)		
8	Depreciation (%)		
9	O&M (Actual) (Rs.Cr)		
11	Achieved Availability (%)		
12	Plant Load Factor (%)		
14	Auxiliary Consumption (%)		
16	Specific oil consumption (ml/Kwh.)		
17	Requirement of coal at Target Availability (MT)		
18	Requirement of coal at Actual Availability (MT)		
19	Consumption of coal on achieved PLF(MT)		
20	Purchase of coal (MT)		
21	Requirement of oil at Target Availability (KL)		
22	Requirement of oil at Actual Availability (KL)		
23	Consumption of oil on achieved PLF(KL)		
24	Purchase of oil (KL)		
25	Consumption of reagent on achieved PLF		
26	Average Stock of coal maintained month (MT)		
27	Average Stock of oil maintained month (KL)		
28	Average Stock of reagent maintained month		
29	Average Receivables (in months) (Rs Cr)		
30	Requirement of spares (% of capital cost)		
31	GCV of coal(Kcal/kg)		
32	GCV of oil (Kcal/L)		
33	Average price of coal (per MT)		
34	Average price of oil (per KL)		



**Part B Hydro Power Stations:**

7	Name of the Power Station	
8	Capital cost (Rs. Cr.)	
9	Equity (Rs. Cr.)	
10	Depreciated cost (Rs. Cr.)	
11	Depreciation (%)	
12	O & M (Actual) (Rs. Cr.)	
13	Target Availability (%)	
14	Availability Achieved (%)	
15	Designed Energy (ML)	
16	Primary Energy (ML)	
17	Energy generated (ML)	
18	Secondary Energy generated (ML)	
19	Auxiliary Consumption (%)	
20	Transformation Losses (%)	
21	Average Receivables (in months)	
22	Requirement of spares (% of capital cost)	

20. Unit wise details as on 30<sup>th</sup> September- 31<sup>st</sup> March of the Financial Year:

Unit No.	1	2	3	4	5	6
Rated capacity (MW)						
De-rated capacity (MW)						
Date of synchronization						
Date of commercial operation						
Annual Maintenance (Days)						
Forced outage (days)						
Partial outage (days)						
Target Availability						
Actual Availability						
Generation						
Type of station (surface/underground)						
Type of excitation						
Cost of R&M(Rs.Cr )						

## **Appendix-II**

### **TARIFF FILING FORMS (THERMAL)**

### **FOR DETERMINATION OF TARIFF**

### **PART-I**



## PART-I

Checklist of Forms and other information documents for tariff filing forThermal Stations

Form No.	Title of Tariff filing Forms Thermal	Link
FORM- 1	Summary Sheet	
Form-1(I)	Statement showing claimed capital cost	
Form-1(II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM-4	Details of Foreign Equity	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Financial Statements	
FORM-5A	Abstract of Financial Statements New projects	
FORM-5B	Abstract of Financial Statements	
FORM-5C	Abstract of Financial Statements	
FORM-5D	Abstract of Financial Statements	
FORM-5DI	In case there is cost over run	
FORM-5DII	In case there is time over run	
FORM-5E	In case there is claim of additional RoF	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Assets	
FORM-9A	Statement of Assets	
FORM- 9B	Statement of Assets	
FORM - 9Bi	Details of Assets De-capitalised during the period	
FORM - 9C	Statement showing capital cost claimed with the capital additions as per books	
FORM - 9D	Statement showing items/assets works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Assets	
FORM- 9F	Statement of Capital Works in Progress	
FORM- 10	Financial Statement and Cash flow	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Cost of Capital	

FORM-13A	Calculation of Interest on Normative Loan
FORM-13B	Calculation of Interest on Working Capital on net income as on COD
FORM-13D	Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual COD
FORM-14	Energy Charges
FORM-17	Liability Flow Statement
FORM-18	Station wise Cost Audit Report



## Other Information Documents

Sl. No.	Information document
	<p>Certificate of incorporation / Certificate of incorporation / Memorandum of Association &amp; Articles of Association For New Setup by a company making a final proposal for the time to be</p> <p>(A) Station wise and Corporate audited Balance Sheet, Profit &amp; Loss Accounts with all the Schedules &amp; annexures for the Station for the new station &amp; for the relevant years</p> <p>(B) Station wise and Corporate audited Balance Sheet, Profit &amp; Loss Accounts with all the Schedules &amp; annexures for pre existing station for relevant years</p> <p>Copies of relevant Loan Agreements</p> <p>Copies of the approval of Competent Authority for the approval of Financial package</p> <p>Copies of the Equity participation agreements, if necessary approval for the frequency</p> <p>Copies of the BPSA / PPA with the benefit copies if any</p> <p>Detailed note giving reasons of cost overrun, if applicable</p> <p>List of supporting documents to be submitted</p> <p>(a) Detailed Project Report</p> <p>(b) CPM Analysis</p> <p>(c) P-R-CLAR to be submitted</p> <p>(d) Justification for cost overrun, if any</p> <p>Generating Company shall submit the report on the Audit report of the accounts, accounting records, cost audit statements, schedules, etc. for the generating unit wise, stage wise, station wise and sub-station wise as addendum to the Company level as submitted to the concerned authority for the two years i.e. 2023-24 and 2024-25 at the time of submission of the final report. The time period of the period 2023-24 and 2024-25 shall be the time period of the final report. The time period of the period 2023-24 and 2024-25 shall be the time period of the final report. The time period of the period 2023-24 and 2024-25 shall be the time period of the final report.</p> <p>Any other relevant information / Particulars</p>
10	<p>Reconciliation with balance sheet of any actual additional capitalization amongst stages of a generating station</p>

**Note:** Electronic copy of the report in the words for the and detailed copy of the report in excel format) and any other information submitted to the concerned authority of CD Fluppy use.

## Summary Sheet

## Part-1- Form-1

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Place (Region/District/State): \_\_\_\_\_

S. No	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation	Rs. Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs. Lakh						
1.3	Return on Equity	Rs. Lakh						
4	Interest on Working Capital	Rs. Lakh						
1.5	O & M Expenses	Rs. Lakh						
7	Compensation Allowance (if applicable)	Rs. Lakh						
8	Special allowance (if applicable)	Rs. Lakh						
	Total	Rs. Lakh						
2	Landed Fuel Cost (Domestic coal)	Rs. Tonne						
	% of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost (Imported Coal)	Rs. Tonne						
	% of Fuel Quantity	(%)						
2.3	Secondary fuel oil cost	Rs./Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) <sup>2A, 2B, 2C</sup>	Rs./Unit						

## Note :

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.
- 2A. If multifuel is used simultaneously give 2 in respect of every fuel individually.
- 2B. The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.
- 2C. The Energy Charge rate for the month shall be based on fuel cost(s) and GCV(s) for the month as per Regulation 26 (i).

(Petitioner)

**Form-1(I) –Statement showing claimed capital cost:**

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Reversal during the year / period					
	Add: Discharges during the year / period					
	Closing Capital Cost					
	Average Capital Cost					

**Form-1(II) –Statement showing Return on Equity:**

Sl No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to addit on during the year / period					
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add: Increase due to discharges during the year / period					
	Closing Equity					
	Average Equity					
	Rate of ROE					
	Return on Equity					

(Petitioner)

## Plant Characteristics

## Part-I- Form-2

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III	...	
Installed Capacity ( MW)					
Schedule COD as per Investment Approval					
Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)					
Pit Head or Non Pit Head					
Name of the Boiler Manufacture					
Name of Turbine Generator Manufacture					
Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm2)					
Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C)					
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg Cm2)					
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C)					
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr)					
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr)					
Unit Gross electrical output under MCR Rated condition (MW)					
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW)					
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh)					
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed					
% MCR					
% Makeup Water Consumption					
Design Capacity of Makeup Water System					
Design Capacity of Inlet Cooling System					
Design Cooling Water Temperature (°C)					
Back Pressure					
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)					
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition (kg/Cm2)					
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)					
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition (°C)					
Design Guaranteed Boiler Efficiency (%)					
Design Fuel with and without blending of domestic/imported coal					
Type of Cooling Tower					
Type of cooling system					
Type of Boiler Feed Pump					
Fuel Details					
(a) Primary Fuel					
(b) Secondary Fuel					
(c) Alternate Fuels					

(Petitioner)

Part-I- Form-3

**Normative parameters considered for tariff computations**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Year Ending March

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Effective Tax Rate 4	%						
Target Availability	%						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal for W.C.	in Months						
O & M expenses	Rs lakh MW						
Maintenance Spares for W.C.	% of O&M						
Receivables for W.C.	in Months						
Storage capacity of Primary fuel	MT						
SBI Base Rate + 350 basis points as on <sup>2</sup>	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							

1. For Coal based generating stations  
2. Mention relevant date

(Petitioner)

## Part-1- Form-4

## Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Exchange Rate at COD or 31.03.2024,  
whichever is later \_\_\_\_\_

Exchange Rate as on 31.3.2024 \_\_\_\_\_

S No	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Rs. in Lakh)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Rs. in Lakh)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Rs. in Lakh)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency 1 <sup>1</sup>												
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period <sup>2</sup>												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging <sup>3</sup>												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency 2 <sup>1</sup>												
A.1	At the date of Drawl <sup>2</sup>												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging <sup>3</sup>												
1	At the date of hedging												

A I	Period of hedging										
	Cost of hedging										
	Currency <sup>3</sup> & so on										
	At the date of Drawl <sup>2</sup>										
	Scheduled repayment date of										
	Scheduled payment date of interest										
	At the end of Financial year										
	In case of Hedging <sup>3</sup>										
	At the date of hedging										
	Period of hedging										
Cost of hedging											

Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM. etc

For example, if the currency is US\$, the rate of exchange should be mentioned.

For example, if the currency is DM, the rate of exchange should be mentioned.

details of each hedging are to be given.

For example, if the currency is US\$, the rate of exchange should be mentioned.

change effective etc. must be clearly indicated

(Petitioner)

## Part-I Form-4A

Details of Foreign Equity(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Exchange Rate on date/s of infusion

S. No	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
	Currency1 <sup>1</sup>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	Currency2 <sup>1</sup>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	Currency3 <sup>1</sup>												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
	Currency <sup>1</sup> and so on												
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc

2. In case of equity infusion more than once during the year Exchange rate at the date of each infusion to be given.

(Petitioner)



## Part-I Form-5

## Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company

Name of the Power Station

Last date of order of Commission for the project

Date (DD-MM-  
YYYY)Reference of petition no. in which the above order  
was passed

Petition no.

Following details (whether admitted and/or considered) as on the last date of the period for which tariff is  
approved in the above order by the Commission

Capital cost

Amount of un-discharged liabilities included in  
above (& forming part of admitted capital cost)Amount of un-discharged liabilities corresponding  
to above admitted capital cost (but not forming part  
of admitted capital cost being allowed on cash  
basis)

Gross Normative Debt

(Rs. in lakh)\*

Cumulative Repayment

Net Normative Debt

Normative Equity

Cumulative Depreciation

Freehold land

(Petitioner)

## Part-I Form-5A

## Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner .....

Name of the Generating Station .....

## New Projects

## Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates.		
Date of approval of the Capital cost estimates.		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of Qtr of the year	As on scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Schedule of Commissioning as per investment approval		

Scheduled COD of Unit-I

Scheduled COD of Unit-II

Scheduled COD of last Unit Block

**Note**

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14

(Petitioner)

## Part-I- Form-5B

## Break-up of Capital Cost for New Coal based projects

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on (O.D. anticipated COD) Actual Amount	Liabilities Provisions	Variation (3-4-5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
	Cost of Land & Site Development						
1	Land*						
2	Rehabilitation & Resettlement (R&R,						
13	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water Plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination Plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage system						
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						



4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water Plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling Yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Firefighting System						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temp construction and enabling works						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Startup fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						

6.2	Design & Engineering
6.3	Audit & Accounts
6.4	Contingency
	Total Overheads
x	Total Capital cost excluding IDC & FC
x	IDC, FC, FERV & Hedging Cost
x 1	Interest During Construction (IDC)
8.2	Financing Charges
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)
8.4	Hedging Cost
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost
	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost

\*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

- In case of cost variation a detailed note pointing out reasons for increase or decrease in cost, clearly indicating whether such increase or run was beyond the control of the generating company.
- In case of both time & cost overrun a detailed note explaining reasons for such overrun and the submitted claim, bringing out the fact that such overrun was beyond the control of the generating company.
- The impact on construction time, cost and quality of the project due to increase in prices of different packages from scheduled prices. A detailed note on increase in IDC from scheduled IDC due to increase in prices of different packages from scheduled COD to actual anticipated COD.
- Impact on account of each reason for time overrun shall be substantiated with necessary documents and supporting workings.
- A statement of balance work assets work wise including price of work assets with estimate shall be furnished positively.

(Pititioner)

Part-1- Form-5C

**Break-up of Construction/Supply/Service packages**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	Total Cost of all packages
2	Scope of works <sup>1</sup> (in line with head of cost break-ups as applicable)				
3	Whether awarded through ICB, DCB, Departmentally, Deposit Work				
4	No. of bids received				
5	Date of Award				
6	Date of Start of work				
7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work				
8	Value of Award <sup>2</sup> in (Rs. Lakh)				
9	Firm or With Escalation in prices				
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)				
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)				
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)				
13	Sub-total (10+11+12) (Rs. Lakh)				

Note:

- The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break up for the coal based plants in the FORM-5B to the extent possible
- If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency (cost), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs. 80 Cr. +US\$50m=Rs.390Cr. at US\$=Rs. 62 as on say 01/04/24

(Petitioner)



Part-I- Form-5D

Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
	Coal Quality Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	C/W Temperature	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unloading Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/Imported)	
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		

Basis of Price (Firm/Escalation-Linked)	
Equipment Supplier (Country of Origin)	
Optional Packages	Yes/No
Desalination Plant RO Plant	
MGR	
Railway Siding	
Unloading Equipment at Jetty	
Rolling Stock/Locomotive	
FGD Plant	
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)	

(Petitioner)

## Part-I Form 5D)

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual Estimated Cost as incurred to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
	Cost of Land & Site Development Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
	Power Line					
	Substation					
	Transmission Line					
	Cost of Fuel					
	Cost of PM					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					

2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire Fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/ Adm. Building					
4.2	CW system					

4.3	Cooling Towers			
4.4	DM water Plant			
4.5	Clarification plant			
4.6	Chlorination plant			
4.7	Fuel handling & Storage system			
4.8	Coal Handling Plant			
4.9	MGR & Mail Yard			
4.10	Ash Handling System			
4.11	Ash disposal area development			
4.12	Firefighting System			
4.13	Township & Colony			
4.14	Temp construction enabling works			
4.15	Road & Drainage			
	Total Civil works			

5.1	Erection Testing & commissioning
5.2	Site supervision
5.3	Operator's Training
5.4	Construction Insurance
5.5	Tools & Plant
5.6	Startup fuel

6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

**\*Submit details of Freehold and Lease hold land**

Note. Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

## Part-I- Form-5Du

In case there is time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

[illegible]

with necessary documents and supporting workings.

2. Indicate the activities on critical path.

{Petitioner}

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Project	Completion Time as per Investment approval (Months)				Actual Completion time				Qualifying time schedule (as per regulation)
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Completion time in Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	Months
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									

(Petitioner)





## Part-I- Form-7

Details of project specific loans

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package 6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan <sup>1</sup>						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31 03 2024/COD <sup>3, 4</sup>						
Interest Type <sup>4</sup>						
Fixed Interest Rate (applicable)						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>1</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13, 14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged <sup>9</sup>						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						

Note

- PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc
- Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc
- Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets
- Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
- If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
- Interest type means whether the interest is fixed or floating
- base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
- Margin means the points over and above the floating rate
- the limits
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc
- quarterly, half yearly, annual etc
- Where there is more than one drawal repayment for a loan, the date & amount of each drawal repayment may also be given separately
- furnished above, the repayment schedule to be furnished separately
- be given
- later
- principal and date of interest payment
- er charges incurred for refinancing etc

## Part-I- Form-8

Details of Allocation of Corporate Loans to various projects

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan						
Currency						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024 COD <sup>1,2,3,3.5</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate <sup>4</sup> applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>1</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>16</sup>						
Are foreign currency loan hedged <sup>1</sup>						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						
<u>Distribution of loan packages to various projects</u>						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

**Note**

Source of loan means the agency from whom loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc

2 Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc

3 Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets

- Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
- If the loan in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
- 6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- Base rate means the base as P/R, IBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
- 8. Margin means the points over and above the floating rate.
- At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
- Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
- Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
- Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual etc.
- 7. Where there are more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately.
- If the repayment/installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
- In case of foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given.
- 16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COI, whichever is later.
- 17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging etc.
- 18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
- 19. At the time of fixing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
- 20. At the time of fixing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

## Part-I- Form-9A

**Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

For Financial Year \_\_\_\_\_

Sl. No.	Head of Work Equipment	ACE Claimed (Actual/Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	2	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year period of tariff period 2024-29
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

**Note**

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. Eg. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

## Part-1- Form-9B

Statement of Additional Capitalisation during the end of useful life of the Project

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No.	Year	Work Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual / Projected)		Cash basis	IDC included in col. 4	Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Time-discharged liability included in col. 4					
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)

Note:

1. The Board may not approve any claim for capitalization of assets unless it is satisfied that the claim is in accordance with the provisions of the Act and the rules made thereunder and the necessity of capitalization of the asset.

2. The Board may not approve any claim for capitalization of assets unless it is satisfied that the claim is in accordance with the provisions of the Act and the rules made thereunder and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Pat tioneer \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Region \_\_\_\_\_ State \_\_\_\_\_ District \_\_\_\_\_

S. No.	Name of the Asset	Nature of decapitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted

(Patitioner)



Part I Form 9C

State of Uttar Pradesh  
 Ministry of Power

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

S/No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project Unit Stage					
	Less: Exclusions (items not allowable not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

## PART-I- FORM-9D

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)

## Note.

- 1 Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc
- 2 For inter unit transfer nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

## Part-I- Form-9E

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Statement of Capital cost  
(To be given for relevant dates and year wise)

S. No.	Particulars	Amount in Rs. Lakh As on relevant date
A	Opening Gross Block Amount as per books	
	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	Amount of IDC in A(a) above	
	Amount of FC in A(a) above	
	Amount of FFRV in A(a) above	
	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	Amount of IEDC in A(a) above	
	Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	Amount of IDC in B(a) above	
	Amount of FC in B(a) above	
	Amount of FFRV in B(a) above	
	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	Amount of IEDC in B(a) above	
	(a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	(b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	(c) Amount of IDC in C(a) above	
	(d) Amount of FC in C(a) above	
	(e) Amount of FFRV in C(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	(g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	(a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	(b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	(c) Amount of IDC in D(a) above	
	(d) Amount of FC in D(a) above	
	(e) Amount of FFRV in D(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	

S. No.	Particulars	As on relevant date
	(g) Amount of IEDC in D(a) above	
E.	(a) Closing Gross Block Amount as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	(c) Amount of IDC in E(a) above	
	(d) Amount of FC in E(a) above	
	(e) Amount of FERV in E(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	(g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

**Statement of Capital works in progress  
(To be given for relevant dates and year wise)**

Amount in Rs. Lakhs

- A** | Opening CWIP as per books
- Amount of capital liabilities in A(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IDC in A(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of FC in A(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of FERV in A(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of Hedging Cost in A(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IEDC in A(a) above \_\_\_\_\_
- 
- B** | Addition in CWIP during the period
- Amount of capital liabilities in B(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IDC in B(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of FC in B(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of Hedging Cost in B(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IEDC in B(a) above \_\_\_\_\_
- 
- C** | Transferred to Gross Block Amount during the period
- Amount of capital liabilities in C(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IDC in C(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of FC in C(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of FERV in C(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of Hedging Cost in C(a) above \_\_\_\_\_
- Amount of IEDC in C(a) above \_\_\_\_\_
- 
- D** | (a) Deletion in CWIP during the period
- (b) Amount of capital liabilities in D(a) above \_\_\_\_\_
- (c) Amount of IDC in D(a) above \_\_\_\_\_
- (d) Amount of FC in D(a) above \_\_\_\_\_
- (e) Amount of FERV in D(a) above \_\_\_\_\_
- (f) Amount of Hedging Cost in D(a) above \_\_\_\_\_

E	(a) Closing CWIP as per books	
	(b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	(c) Amount of IDC in E(a) above	
	(d) Amount of FC in E(a) above	
	(e) Amount of FERV in E(a) above	
	(f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	(g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

- 1 Relevant date s means date of COD of unit s station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-I- FORM III

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Date of Commercial Operation \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & so on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & so on
Financial Year Starting from (DD)					6					
Amount capitalised in										
Financing Details										
Loan-1 and so on										
Total Loan <sup>2</sup>										
Equity										
Term Resources										
Others (Pl specify)										
Total										

Note

years respectively

FORM-7 or 8 whichever is relevant

(Petitioner)

## Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)				
S. No.	Name of the Assets <sup>1</sup>	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.29	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.29
1	2	3	4= Col.2 X Col.3	
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

\*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1 Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)



## PART 1 FORM-12

## Statement of Depreciation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

		Amount in Rs. Lakh					
S. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01-04-2024 Station C(1)						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FFRV and AAD, give information for the applicable period

(Petitioner)

## PART-I- FORM-13

FORM- 13 Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans<sup>1</sup>

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						

Rate of Interest on Loan on annual basis				
Interest on loan				
Total Loan				
Gross loan - Opening				
Cumulative repayments of Loans upto previous year				
Net loan - Opening				
Add Drawal(s) during the Year				
Less: Repayment (s) of Loans during the year				
Net loan - Closing				
Interest on loan				
Weighted average Rate of Interest on Loans				

Note.

\_\_\_\_\_

(Petitioner)

## Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	Net Normative loan – Opening						
	Add: Increase due to addition during the year period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year period						
	Less: Decrease due to reversal during the year period						
	Add: Increase due to discharges during the year period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative loan						
	Weighted average rate of interest						
	Interest on Loan						

(Petitioner)

## PART-I- FORM-13B

## Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil						
3	Fuel Cost						
4	Liquid Fuel Stock						
5	O & M Expenses						
6	Maintenance Spares						
7	Receivables						
8	Total Working Capital						
9	Rate of Interest						
10	Interest on Working Capital						

## Note

1. For Coal based generating stations

(Petitioner)

## PART-I- FORM-13C

## Other Income as on COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
	(add)						

(Petitioner)

## PART-I- FORM-13D

Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD  
and up to Actual/anticipated COD

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Amount in Rs. Lakh

S. No	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD as reported COD
-------	------------	---------------------	--

A	Head of Expenses
1	Employees' Benefits Expenses
2	Finance Costs
3	Water Charges
4	Communication Expenses
5	Power Charges
6	Other Office and Administrative Expenses
7	Others (Please Specify Details)
8	Other Pre-Operating Expenses

B	Total Expenses
	Less: Income from sale of tenders
	Less: Income from guest house
	Less: Income recovered from Contractors
	Less: Interest on Deposits

(Petitioner)

## PART-I- FORM-13E

Expenditure under different packages up to Scheduled COD  
and up to Actual/anticipated COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual/ anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4			
5			
6			

(Petitioner)



## PART-I- FORM-14

## Draw Down Schedule for Calculation of IDC &amp; Financing Charges

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1		Quarter 2		Quarter n (C OB)	
		Quantity in Foreign currency	Exchange Rate in draw down date (Rs per US\$)	Amount in Foreign currency	Exchange Rate in draw down date (Rs per US\$)	Amount in Foreign currency	Exchange Rate in draw down date (Rs per US\$)
	Loans						
1	Foreign Loans						
	Foreign Loan						
	Draw down Amount						
	IDC						
	Financing charges						
	Foreign Exchange Rate Variation						
	Hedging Cost						
1.1.2	Foreign Loan						
	Draw down Amount						
	IDC						
	Financing charges						
	Foreign Exchange Rate Variation						
	Hedging Cost						
1.1.3	Foreign Loan						



[illegible]

2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

## Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on pari passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately.
3. In case of multi-unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

(Petitioner)

## Part-I- Form-14A

## Actual cash expenditure

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-IV (C.O.)
Expenditure towards Gross Block				
Add Expenditure towards CWIP				
Add Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is any change in the amount of expenditure, it should be reported in the next quarter.

(Petitioner)

**Details/Information to be submitted in respect of Fuel for  
Computation of Energy Charges<sup>1</sup>**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

S. No.	Month	Unit	For preceding 3rd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)		For preceding 2nd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be )		For preceding 1st Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be )	
			Domestic	Imported	Domestic	Imported	Domestic	Imported
	Quantity of Coal supplied by Coal Company	(MMT)						
2	Adjustment (+ -) in quantity supplied made by Coal Company	(MMT)						
3	Coal supplied by Coal Company (1+2)	(MMT)						
4	Normative Transit & Handling Losses (For coal based Projects)	(MMT)						
5	Net coal Supplied (3-4)	(MMT)						
6	Amount charged by the Coal Company	(Rs.)						
7	Adjustment (+ -) in amount charged made by Coal Company	(Rs.)						
8	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)						
9	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)						
10	Adjustment (+ -) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)						
11	Demurrage Charges, if any	(Rs.)						
12	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs.)						

13	Total Transportation Charges (9+10-11+12, Charged for coal supplied including Transportation (8+13)	(Rs.)
15	Landed cost of coal	Rs./MT
16	Blending Ratio (Domestic/Imported) cost of coal for	
18	GCV of Domestic Coal as per bill of Coal Company	(kCal/Kg)
	Coal as per bill of Coal Company	(Kg)
	GCV of coal as Billed	(Kg)
	Coal as received at	(Kg)
	Coal as received at Station	(Kg)
23	GCV of coal as Received	(Kg)

Note

1. The figures in this statement are for the purpose of information only and are not to be used for any other purpose.

2. The figures in this statement are for the purpose of information only and are not to be used for any other purpose.

statutory auditor

(Petitioner)

## Part-I- Form-I6

Details/Information to be submitted in respect of Capital Spares

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

(Petitioner)



Part-I- Form-17

Liability Flow Statement

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Assets	Asset Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Yearwise)	Reversion (Yearwise)
--------	------------	-------------------------------	--------------------	----------------------------	-----------------------	----------------------

(Petitioner)



## **Appendix-II**

# **TARIFF FILING FORMS (HYDRO) FOR DETERMINATION OF TARIFF**

## **PART-II**



**PART-II**  
**Checklist of Forms and other information documents for tariff**  
**filing for Hydro Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM-1	Summary Sheet	
FORM-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAF) & other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM-4		
FORM-4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Accounts Capital Cost & the Working Expenses	
FORM-5A	Abstract of operating costs, staffs and Schedules & General Service Expenses	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Hydro Power Generating Station	
FORM-5C		
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5E I	In case there is cost over run	
FORM-5E II	In case there is time over run	
FORM-5F	In case there is claim of additional RoE	
FORM-6	Financial Package upto COD	
FORM-7	Details of Project Specific Loans	
FORM-8		
FORM-9A		
FORM-9B	Statement of Additional Capitalisation during lag end of the Project	
FORM-9B		
FORM-9C	Statement of Additional Capitalisation during lag end of the Project (ACE) claimed with the capital additions as per books	
FORM-9D		
FORM-9E	Statement of Capital cost	
FORM-9F	Statement of Capital Works in Progress	
FORM-10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM-11	Calculation of Depreciation	
FORM-12	Statement of Depreciation	
FORM-13		
FORM-13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM-13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-13C	Other Income as on COD	
FORM-13D		
FORM-14		

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM- 15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM- 15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations	
FORM- 16	Liability Flow Statement	

Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for the relevant years	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable List of supporting documents to be submitted. Detailed Project Report CPM Analysis PERT Chart and Bar Chart Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc for the Generating Unit wise / Stage wise/ Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2019-20 and 2020-21 at the time of Mid-term True- Up in 2021-22 and for balance period of Tariff period 2019-24 at the time of Final True- Up in 2023-24 . In case of initial Tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	
<b>Note 1</b> Electronic Copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of pen drive.		

### Summary Sheet

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Place (Region/District/State):

Rs. in lakh

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation						
1.2	Interest on Loan						
1.3	Return on Equity]						
1.4	Interest on Working Capital						
1.5	O & M Expenses						
	Total						

Note

1 Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished

### Form-1 (I) – Statement showing claimed capital cost

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year					
	Less: Decapitalisation during the year period					
	Less: Reversal during the year period					
	Add: Discharges during the year period					
	Closing Capital Cost					
	Average Capital Cost					

## Form-1(11) Statement showing Return Equity

(Rs. in lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add. Increase due to during the year / period					
	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
	Add. Increase due to Discharges during the year / period					
	Closing Equity					
	Average Equity					
	Rate of ROE					
	Return on Equity					

(Petitioner)



## Part II Form 2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & other normative parameters considered for tariff calculation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Parameters	(1)	(2)	Year - From, To					
			Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Installed Capacity								
Free power to home state								
Date of commercial operation (actual anticipated)								
Unit-1								
Unit-2								
Unit-3								
Type of Station								
(a) Surface-underground								
(b) Purely ROR Pondage Storage								
(c) Peaking non-peaking								
(d) No. of hours of peaking								
(e) Overload capacity (MW) & period								
Type of excitation								
(a) Rotating exciter on generator								
(b) Static excitation								
Design Energy (Annual)		GWh						
Auxiliary Consumption including Transformation losses								
Normative Plant Availability Factor (NAPAF)								
Maintenance Spares for WC								
Recoverables for WC								
Base Rate of Return on Equity								
9.5. SHI Base Rate - 350 basis points as on <sup>1</sup>								

1. Month wise 10-day Design energy figures to be given separately with the petition.
2. Mention relevant date

(Petitioner)

## Part-II- Form-3

## Salient Features of Hydroelectric Project

Name of the Petitioner: \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station: \_\_\_\_\_

<b>1. Location</b>	
State Distt.	
River	
<b>2. Diversion Tunnel</b>	
Size, shape	
Length (M)	
<b>3. Dam</b>	
Type	
Maximum dam height (M)	
<b>4. Spillway</b>	
Type	
Crest level of spillway (M)	
<b>5. Reservoir</b>	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
<b>6. De-silting Chamber</b>	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
<b>7. Head Race Tunnel</b>	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
<b>8. Surge Shaft</b>	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
<b>9. Penstock Pressure shafts</b>	
Type	
Diameter & Length (M)	
<b>10. Power House</b>	
Installed capacity (No. of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	

Rated Discharge (Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	
MW Capability at R <sub>1</sub>	
MW Capability at MDDL	
<b>11. Tail Race Tunnel/Channel</b>	
Discharge (M <sup>3</sup> /sec)	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
<b>12. Switchyard</b>	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	
<p><b>Note:</b> Success of the project is dependent upon the specific time period of the year when the project is to be executed. The project may be delayed or not executed due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.</p>	

(Petitioner)

## Part II: Form-4

## Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Exchange Rate at COD \_\_\_\_\_

Exchange Rate as on 31.3 2024 \_\_\_\_\_

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency <sup>1</sup>												
A. 1	At the date of Drawl <sup>2</sup>												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging <sup>3</sup>												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Cost of hedging												
	Currency <sup>2</sup>												
A. 1	At the date of Drawl <sup>2</sup>												
2	Scheduled repayment date of principal												

[illegible]

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM etc.
2. Details of each hedging are to be given
3. change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

## Part-11- Form-4A

## Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under pet-tion)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Exchange Rate on date/s of infusion \_\_\_\_\_

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1	Date	Amount of Foreign Currency	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount of Foreign Currency	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount of Foreign Currency	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
Currency 1													
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
Currency 2 <sup>1</sup>													
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													
Currency 3 <sup>1</sup> & so on													
A.1	At the date of infusion <sup>2</sup>												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM etc

2. In case of equity infusion more than once during the year, exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

Part-II- Form-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Capital Cost as admitted by LPERC \_\_\_\_\_

a Capital cost admitted as on \_\_\_\_\_

(Give reference of relevant LPERC Order with Petition No.& Date)

\_\_\_\_\_ currency)

Rs. Lakh)

d Total Foreign Component (Rs. Lakh) \_\_\_\_\_

e Domestic Component (Rs. Lakh) \_\_\_\_\_

f Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh) \_\_\_\_\_

Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f) \_\_\_\_\_

(Petitioner)

## Part-II- Form-5A

**Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of  
Commissioning for the New Projects**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

New Projects

**Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates.		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	<b>Present Day Cost</b>	<b>Completed Cost</b>
Price level of approved estimates	As on End of Qtr of the year	As on scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
<b>Capital Cost excluding IDC, IEDC &amp; FC</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
<b>IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
<b>Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV &amp; Hedging Cost</b>		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		



Capital cost Including IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)

Schedule of Commissioning as per investment approval

Scheduled COD of Unit-I

Scheduled COD of Unit II

Scheduled COD of last Unit Station

Note.

1. Copy of Approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14

(Petitioner)

## Part-II- Form-5B

## Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on actual anticipated COD	Liabilities/Provisions	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation
1	2	3	4	5	6	7
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R&R expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Dam, Intake & De-silting chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					

3 0	Hydro Mechanical equipments				
4 0	Plant & Equipment				
4 1	In tial spares of Plant & Equipment				
4 2	Total, Plant & Equipment)				
5 0	Taxes and Duties				
5 1	Custom Duty				
5 2	Other taxes & Duties				
5 3	Total Taxes & Duties				
6 0	Construct on & Pre- commissioning expenses				
6 1	Erection, testing & commissioning				
6 2	Constructi Insurance				
6 3	Site supervision				
6 4	Total (Const & Pre- commissioning)				
7 0	Overheads				
7 1	Establishment				
7 2	Design & Engineering				
7 3	Audit & Accounts				
7 4	Contingency				
7 5	Rehabilitation & Resettlement				

7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
10.0	Total (Const. & Pre-commissioning)					

\*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately

**Note:**

1. In case of cost variation a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over run was beyond the control of the generating company
2. In case of both time & cost overrun a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively

(Petitioner)

Part II- Form-5C

### Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Projects)

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

		Amount in Rs. Lakh			
S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority Investment Approval (3)	Cost on Actual anticipated (4) (5)	Variation (6) = (3) - (5)	Reasons for Variation (7)
1.0	Generator, turbine & Accessories				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C&I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)				
2.0	Auxiliary Electrical Equipment				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				

2.10	Diesel generating sets				
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)				
3.0	Auxiliary equipment & services for power station				
3.1	EOT crane				
3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Firefighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	Total (Auxiliary equipment & services for PS)				
4.0	Switchyard package				
5.0	Initial spares for all above equipments				
6.0	Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.1	Interest During Construction (IDC)				

7.2	Financing Charges (FC)
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)
7.4	Hedging Cost
7.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost
8	Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost

**Note**

It is requested that the Government of Uttar Pradesh may be pleased to consider the above and take necessary steps to ensure that the above costs are not included in the cost of the project.

(Petitioner)

## Part II- Form-5D

## Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

1	Name No. of Construction Supply Service Package	Package A	Package B	Package C		Total Cost of all packages
2	Scope of works1 (In line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB, Departmentally, Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work Expected date of completion of work					
8	Value of Award2 in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakhs)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub-total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

## Note

1. If there is any package which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency, then the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date.

(Petitioner)



Part 41 Form-5Ea

In case there is cost over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl. No.	Record Description	Total Cost Incurred by the Applicant	Total Cost Incurred/to be Incurred by the Government	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		

1	Cost of Land & Site Development			
1.1	Land*			
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)			
1.3	Preliminary Investigation & Site Development			
2	Plant & Equipment			
	Steam Generator Island			
	Turbine Generator Is and			
2.3	BOP Mechanical			
2.3.1	Fuel Handling & Storage system			
2.3.2	External water supply system			
2.3.3	DM water Plant			
2.3.4	Clarification plant			
2.3.5	Chlorination Plant			
2.3.6	Fuel Handling & Storage system			
2.3.7	Ash Handling System			

2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Firefighting System					
2.3.14	HP LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	<b>BOP Electrical</b>					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	<b>Initial Spares</b>					
4	<b>Civil Works</b>					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					

Sl. No.	Description	Unit	Quantity	Rate	Amount
4.5	Excavation & Backfill	m <sup>3</sup>	100	100	10000
4.6	Concrete work	m <sup>3</sup>	50	200	10000
4.7	Reinforcement work	m <sup>3</sup>	50	200	10000
4.8	Formwork	m <sup>2</sup>	100	100	10000
4.9	Labour	man-days	100	100	10000
4.10	Transportation	km	100	100	10000
4.11	Material	kg	100	100	10000
4.12	Excavation & Backfill	m <sup>3</sup>	100	100	10000
4.13	Concrete work	m <sup>3</sup>	50	200	10000
4.14	Reinforcement work	m <sup>3</sup>	50	200	10000
4.15	Road & Drainage	m <sup>2</sup>	100	100	10000
	<b>Total Civil works</b>				
	<b>Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>				
	Freight				
	Testing and				
	Site supervision				
	Operator's Training				
	Construction Insurance				
	Tools & Plant				
	Startup fuel				
	<b>Total Construction &amp; Pre-Commissioning Expenses</b>				

6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

• Submit details of Freehold and Lease hold land.

**Note:** Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-II- FORM-5E H

In case there is time over run

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

S. No	Description of Activity/Work/Service	Original Schedule As per Planning		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity affected/Minutes S. No. Activities affected
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

1. Indicates the activities on critical path with necessary documents and supporting working
2. Indicates the activities on critical path

(Petitioner)

## PART-II- FORM-5F

In case there is claim of additional RoE

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Project Completion Time as per Investment approval (Months)	Actual Completion time				Qualifying time schedule (as per Regulations)				Months
	Start Date	Scheduled COD (Date)	Months	Installed Capacity	Start Date	Actual COD (Date)	Actual Completion time in Months	Tested Capacity	
Unit 1									
Unit 2									
Unit 3									
Unit 4									
...									
...									

**Note** Necessary documentary evidence in support of actual completion time to be submitted in accordance with Regulation 7(1).

(Petitioner)

## PART II- FORM-6

## Financial Package upto COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Project Cost as on COD<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

Date of Commercial  
Operation of the Station<sup>2</sup> \_\_\_\_\_

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount <sup>3</sup>		Currency and Amount <sup>3</sup>		Currency and Amount <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt-Equity Ratio						

## Note

1. For example US \$ 200m, etc.
2. Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit.
3. For example US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

## Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Package 6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03 2019/COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes No	Yes No	Yes No	Yes No	Yes No	Yes No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>11</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13</sup>						
Base Exchange Rate <sup>14</sup>						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						

## Note-

- 1 Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
- 2 Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
- 3 Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
- 4 Where the loan has been refinanced, details in the Form are to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
- 5 If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form are to be given separately for all the units in the same form.
- 6 Interest type means whether the interest is fixed or floating.
- 7 Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawal may also be enclosed.



- ✓ Margin means the points over and above the floating rate  
the limits
- ✓ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc  
quarterly, half yearly, annual, etc  
Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each  
drawal repayment may also be given separately
- ✓ furnished above, the repayment schedule to be furnished separately  
be given with documentary evidence  
on COD for the remaining assets  
principal and date of interest payment  
loan, financing and other charges incurred for refinancing etc  
Copy of loan agreement

(Petitioner)

## PART-II- FORM-8

## Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Particulars	Package 1	Package 2	Package 3	Package 4	Package 5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan						
Currency <sup>2</sup>						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD <sup>3,4,5,13,15</sup>						
Interest Type <sup>6</sup>						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest <sup>7</sup>						
Margin, if Floating Interest <sup>8</sup>						
Are there any Caps/Floor <sup>9</sup>	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period <sup>10</sup>						
Moratorium effective from						
Repayment Period <sup>1</sup>						
Repayment effective from						
Repayment Frequency <sup>12</sup>						
Repayment Instalment <sup>13,14</sup>						
Base Exchange Rate <sup>6</sup>						
Are foreign currency loan hedged <sup>7</sup>						
If above is yes, specify details <sup>17</sup>						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

## Note:

Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc

2 Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc

3 Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets

4. A loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
5. However, the details of the original loan are to be given separately in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Margin means the points over and above the floating rate.
8. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
9. Repayment frequency means the frequency of repayment such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
10. Drawal repayment may also be given separately.
11. If the details of the loan are furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
12. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
13. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
14. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
15. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
16. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
17. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
18. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
19. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
20. The loan may be taken for the purpose of refinancing of an existing loan.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

## PART-II- FORM-9A

## Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

For Financial Year \_\_\_\_\_

S. No.	Head of Work/Equipment	ACE Claimed (Actual/Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year period of tariff period 2024-29
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

## Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

## Part-II Form-9B

## Statement of Additional Capitalisation during lag end of the Project

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalised Proposed to be capitalised (Rs. Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

## Note

1. The benefit of additional capital additions for lag end will be submitted along with the request for approval of such schemes.
2. The request for additional capital expenditure for lag end for each asset should be submitted along with the request for approval of such schemes under which claim and the necessity of capitalization of the asset.

(Petitioner)

## PART-II FORM-9 BI

## Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Region \_\_\_\_\_ State \_\_\_\_\_ District \_\_\_\_\_

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted

(Petitioner)

**PART-II- FORM 9C**
**Statement showing reconciliation of ACE claimed  
with the capital additions as per books**

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

COD

S No	Particulars	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
	Less: Exclusions (ACE not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

**Note:** Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

## PART II- FORM-9D

## Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

COD \_\_\_\_\_

Sl. No.	Head of Work Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3+4)	(6)	(7)

## Note:

1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)



## PART II- FORM-9E

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

## Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl No.	Particulars	As on relevant date
A	Opening Gross Block Amount as per books	
	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	Amount of IDC in A(a) above	
	Amount of FC in A(a) above	
	Amount of FERV in A(a) above	
	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	Amount of IEDC in A(a) above	
B	Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	Amount of IDC in B(a) above	
	Amount of FC in B(a) above	
	Amount of FERV in B(a) above	
	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	Amount of IEDC in B(a) above	
C	Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	Amount of capital liabilities in C(a) above	
	Amount of IDC in C(a) above	
	Amount of FC in C(a) above	
	Amount of FERV in C(a) above	
	Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	Amount of IEDC in C(a) above	
D	Deletion in Gross Block Amount during the period	
	Amount of capital liabilities in D(a) above	
	Amount of IDC in D(a) above	
	Amount of FC in D(a) above	
	Amount of FERV in D(a) above	
	Amount of Hedging Cost in D(a) above	

	Amount of IEDC in D(a) above			
<b>E</b>	Closing Gross Block Amount as per books			
	Amount of capital liabilities in E(a) above			
	Amount of IDC in E(a) above			
	Amount of FC in E(a) above			
	Amount of FERV in E(a) above			
	Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	Amount of IEDC in E(a) above			

**Note-**

1. Relevant date s means date of COD of unit s station and financial year start date and date

(Petitioner)

**PART II FORM-9F**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

**Statement of Capital Works in Progress**  
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl No.	Particulars	As on relevant date
<b>A</b>	Opening CWIP as per books	
	Amount of capital liabilities in A(a) above	
	Amount of IDC in A(a) above	
	Amount of FC in A(a) above	
	Amount of FERV in A(a) above	
	Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	Amount of IEDC in A(a) above	
<b>B</b>	Addition in CWIP during the period	
	Amount of capital liabilities in B(a) above	
	Amount of IDC in B(a) above	
	Amount of FC in B(a) above	
	Amount of FERV in B(a) above	
	Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	Amount of IEDC in B(a) above	
<b>C</b>	Transferred to Gross Block Amount during the period	
	Amount of capital liabilities in C(a) above	
	Amount of IDC in C(a) above	
	Amount of FC in C(a) above	
	Amount of FERV in C(a) above	
	Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	Amount of IEDC in C(a) above	
<b>D</b>	Deletion in CWIP during the period	
	Amount of capital liabilities in D(a) above	
	Amount of IDC in D(a) above	

	Amount of FC in D(a) above			
	Amount of FERV in D(a) above			
	Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	Amount of IEDC in D(a) above			
E	Closing CWIP as per books			
	Amount of capital liabilities in E(a) above			
	Amount of IDC in E(a) above			
	Amount of FC in E(a) above			
	Amount of FERV in E(a) above			
	Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	Amount of IEDC in E(a) above			

**Notes:-**

- 1 Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

## PART-II- FORM-10

## Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Date of Commercial Operation \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD)1	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan 2										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl specify)										
Total										
Notes										
1. Year 1 to Year 5 are the first five years of the project respectively										
2. Year 6 and so on are the years after Year 5 respectively										
3. Whichever is relevant										

(Petitioner)

## PART-II- FORM-11

## Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Name of the Assets1	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.29	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.29
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

\*Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately.

## Note:-

Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification

(Petitioner)

## PART-II- FORM 12

## Statement of Depreciation

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land*						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2024 Stat on COD, whichever is later						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

| In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period

(Petitioner)

## PART II- FORM-13

Calculation of Weighted Average Rate of  
Interest on Actual Loans<sup>1</sup>

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
<b>Loan-1</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add. Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<b>Loan-2 and so on</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<b>Total Loan</b>						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add Drawal(s) during the Year						



Less: Repayment (s) of Loans during the year					
Net loan - Closing					
Average Net Loan					
Interest on loan					
Weighted average Rate of Interest on Loans					

#### Note

In case of foreign loans, the interest rate in Indian Rupees also to be furnished. In such a case, calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

## PART-II FORM-13A

## Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

Sl No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	Net Normative loan – Opening						
	Add: Increase due to addition during the year / period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
	Add: Increase due to discharges during the year / period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative loan						
	Weighted average rate of interest						
	Interest on Loan						

(Petitioner)

Part-II- Form-13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S No	Particulars	Expenditure 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Interest on Working Capital						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

## PART-II- FORM-13C

## Other Income as on actual /anticipated COD

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
..	.. (add)						

(Petitioner)





	Draw down Amount	Disbursement Amount	Interest Amount	Charges
1.1	Total Foreign Loans			
	Draw down Amount			
	Disbursement Amount			
	Interest Amount			
	Charges			
1.2	Indian Loans			
1.2.1	Indian Loan 1			
	Draw down Amount			
	Disbursement Amount			
	Interest Amount			
	Charges			
1.2.2	Indian Loan 2			
	Draw down Amount			
	Disbursement Amount			
	Interest Amount			
	Charges			
1.2.3	Indian Loan 3			
	Draw down Amount			
	Disbursement Amount			
	Interest Amount			
	Charges			
1.2	Total Indian Loans			

	Draw down Amount		--		--	--		--	--	
	IDC	--			--			--	--	
	Financing charges	--			--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

**Note:**

1. Drawal of debt and equity shall be on pari passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately.
3. In case of multi-unit project details of capitalisation ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawl and repayment dates and amount, rates of interest etc.) should be furnished.

(Petitioner)



Part-II- Form-14A

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

(Amount in Rs. Lakh)

	Quarter I	Quarter II	Quarter III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment, justification need to be furnished.

(Petitioner)

## PART-II- FORM-15A

**Design energy and peaking capability (month wise) - ROR  
with Pondage/Storage type new stations**

**Name of the Petitioner** \_\_\_\_\_

**Name of the Generating Station** \_\_\_\_\_

Generating Company			
Name of Hydro-electric Generating Station			
Installed Capacity: No of units X MW=			
Month		Design Energy* (MU/s)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		

December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated			
N/A			
Specify the number of peaking hours for which station has been designed			

(Petitioner)

## PART-II- FORM-15B

**Design energy and MW Continuous (month wise)-**  
**ROR type stations**

Name of the Petitioner \_\_\_\_\_

Name of the Generating Station \_\_\_\_\_

Generating Company			
Name of Hydro-electric Generating Station			
Installed Capacity: No of units X .MW=			
Month		Design Energy * (MU's)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		

February	I		
*As per DPR/TEC of CFA dated			

(Petitioner)



Appendix III (A)  
Depreciation Schedule

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Pl & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.83%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery	5.83%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.83%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	5.83%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro-generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.83%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.83%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutch roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.83%
(ii)	Others	5.83%
(f)	Switchgear including cable connections	5.83%
(g)	Lightning arrestor	
(i)	Station type	5.83%

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
(ii)	Pole type	5.83%
(iii)	Synchronous condenser	5.83%
(h)	Batteries	5.83%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.83%
(ii)	Cable duct system	5.83%
(i)	Overhead lines including cable support	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.83%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	5.83%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.83%
(iv)	Lines on treated wood support	5.83%
(j)	Meters	5.83%
(k)	Self propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.83%
(ii)	Portable	9.50%
(m)		
(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.83%
(n)	Apparatus let on hire	
(i)	Motors	9.50%
(ii)	Other than motors	6.33%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones	6.33%
(iii)	Fibre Optic	6.33%
(p)	I.T. Equipment including software	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	5.83%



**Appendix III (B)**  
**Depreciation Schedule for New Project**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	For investment in the land	3.34%
(b)	For cost of clearing the site	3.34%
(c)	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
(a)	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	4.22%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	4.22%
(iii)	Diesel electric and gas plant	4.22%
(b)	Cooling towers & circulating water systems	4.22%
(c)	Hydraulic works forming part of the Hydro- generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	4.22%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	4.22%
(d)	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Katcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
(e)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	4.22%
(ii)	Others	4.22%
(f)	Switchgear including cable connections	4.22%
(g)	Lightning arrestor	
(i)	Station type	4.22%
(ii)	Pole type	4.22%
(iii)	Synchronous condenser	4.22%
Sr. No.	Asset Particulars	
(h)	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	4.22%
(ii)	Cable duct system	4.22%

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%)
(i)	Overhead lines including cable support	
(ii)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	4.22%
(iii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 KV but not exceeding 66 KV	4.22%
(iv)	Lines on steel on reinforced concrete support	4.22%
(v)	Lines on treated wood support	4.22%
(j)	Meters	4.22%
(k)	Self propelled vehicles	9.50%
(l)	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	4.22%
(ii)	Portable	9.50%
(m)		
(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	4.22%
(n)	Apparatus let on hire	
(i)	Motors	6.33%
(ii)	Other than motors	9.50%
(o)	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic/OPGW	6.33%
(p)	I.T. Equipment including software, UNMS, URTDSM, EMS, Cyber, Security System, REMC, WAMS, SCADA system	15.00%
(q)	Any other assets not covered above	4.22%

पीएचएसयूओपीओ-२० पीओ 12 राजपत्र-2025-(40)-588 प्रतिपा- (कम्प्यूटर/आफसेट)।

पीएचएसयूओपीओ-२० पीओ 1 सब अर्वा (निर्दिष्टमार्ग)-2025-(41)-500+100-600 प्रतिपा (कम्प्यूटर/आफसेट)।